

Tesis Doctoral en Geografía

**LA CRISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA ARGENTINA
DE LA POSCONVERTIBILIDAD: EL CASO DE LA *ARTICULACIÓN*
GEOECONÓMICA CRÍTICA DE LA COSTA ATLÁNTICA BONAERENSE.**

Prof. Adriano Furlan

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA
AÑO 2014

ÍNDICE

Agradecimientos	7
Introducción	8
1. Construcción y planteamiento del tema	8
2. Características del encuadre teórico-metodológico: la necesidad de redescubrir la Geografía de la Energía	10
3. Objetivo general y objetivos particulares	14
4. Hipótesis general e hipótesis derivadas	15
5. Ordenación de los procesos	17
6. Estructura de la tesis	18

PARTE 1

SISTEMA ELÉCTRICO, CRISIS ENERGÉTICA Y ESPACIO: ARTICULACIONES TEÓRICO-CONCEPTUALES Y CARACTERIZACIÓN DE LA ERA ENERGÉTICA CONTEMPORÁNEA.

Capítulo I. El sistema eléctrico y la formación de crisis

1.1. El sistema eléctrico como un “gran sistema técnico”	23
1.2. Composición, funcionamiento y organización del sistema eléctrico	25
1.2.1. Composición	25
1.2.2. Funcionamiento	26
1.2.3. Modalidades de organización	29
1.3. Discusión sobre el significado de “crisis energética”	29
1.4. Perspectivas teóricas de la crisis energética	32
1.4.1. La escasez, un concepto organizador	32
1.4.1.1. La crisis eléctrica en la lógica de la acumulación sectorial.	33
1.4.1.2. La crisis eléctrica en la lógica de la sustentabilidad.	35
1.4.2. La interpretación regulacionista	38
1.5. Consideraciones adicionales sobre la valorización económica en sectores de infraestructura	40
1.5.1. Factores de utilización, carga y reserva	40
1.5.2. Dificultades de la circulación del capital fijo en gran escala	40
1.5.2. Factor de carga, tamaño de mercado y tasa de ganancia	42

Capítulo II. La transición hacia la nueva era energética

2.1. Eras y transiciones en la historia de la energía	45
2.2. En los albores del ocaso de la era petrolera	47
2.3. El cenit del petróleo	49
2.4. Inconvenientes de la sustitución	53

2.5. Conservación de la energía y desarrollo	55
2.6. El desarrollo eléctrico en el mundo	58
2.6.1. Transformaciones de la matriz eléctrica mundial	58
2.6.2. Heterogeneidad en las trayectorias nacionales: una aproximación tipológica	60
2.6.3. El rediseño espacial de las redes eléctricas en tiempos de transición	63

Capítulo III. Para una geoeconomía de la crisis energética: nociones sobre la espacialidad del desarrollo de las redes

3.1. Los conceptos geográficos clave	67
3.1.1. Red y reticulación	67
3.1.2. Territorio y territorialización	70
3.1.3. La territorialización de las redes	72
3.2. Las redes técnicas en la óptica del desarrollo geográfico desigual	74
3.2.1. El argumento general de la teoría	75
3.2.2. Topologías del desarrollo geográfico	76
3.2.2. Especificidad del desarrollo geográfico desigual de las redes	78
3.3. Un tipo especial de contradicción: la «articulación geoeconómica crítica»	79
3.3.1. Ejemplo del sector eléctrico y el sector turístico	81

PARTE 2

LA CRISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO EN LA POSCONVERTIBILIDAD Y EL CASO DE LA COSTA ATLÁNTICA BONAERENSE

Capítulo IV. Evolución del sector eléctrico argentino: del apogeo de la reforma a la crisis de la Posconvertibilidad

4.1. Reestructuración económica y reestructuración energética	86
4.1.1. El cambio de paradigma: la hegemonía neoliberal	86
4.1.2. La liberalización del sector eléctrico. Reseña de modelos y resultados	87
4.2. El sector eléctrico en el período de la Convertibilidad (1991-2001)	91
4.2.1. El modo de desarrollo de la Convertibilidad	91
4.2.2. El modelo de gestión privada surgido de la reforma	94
4.2.3. El subsector de generación	98
4.2.4. El subsector de transporte	101
4.2.5. El comportamiento de los precios y las tarifas	103
4.2.6. El servicio de distribución	105
4.2.7. Patrones de desarrollo geográfico de la red eléctrica	107
4.2.8. Balance del modelo de gestión privada	109
4.3. El sistema eléctrico argentino en crisis	110
4.3.1. El modo de desarrollo de la Posconvertibilidad (2002-...)	110
4.3.2. Panorama general del sistema eléctrico en los comienzos del siglo XXI	113
4.3.2.1. Antagonismos fundamentales en la relación oferta-demanda	

de electricidad	113
4.3.2.2. Redefinición del modelo de gestión: intervencionismo y planificación	115
4.3.3. El subsector de generación: estancamiento y reacción tardía	117
4.3.4. Dependencia y escasez de hidrocarburos	122
4.3.5. El subsector de transporte: una deuda pendiente	126
4.3.6. Precios y tarifas: una nueva orientación regulatoria	129
4.3.7. Presión de la demanda energética	132
4.3.7.1. Ineficiencia energética	133
4.3.7.2. Incidencia de las medidas de ahorro de la energía	134
4.3.8. Radiografía de la transición: la fosilización de la matriz eléctrica	137
4.3.9. Patrones de desarrollo geográfico de la red eléctrica	141
4.3.10. Balance de la gestión de la crisis eléctrica	142
 Capítulo V. La crisis eléctrica de la costa atlántica bonaerense en la Posconvertibilidad: manifestaciones locales del desarrollo eléctrico nacional y tensiones territoriales en torno a la vida social de la red	
5.1. La región turística de la costa atlántica bonaerense	145
5.2. La composición empresarial e institucional del sector eléctrico local	151
5.3. Condiciones regionales de valorización económica en la red eléctrica	154
5.3.1. Descripción de la curva de carga regional	155
5.3.2. Comparación y tipificación de la curva de carga	159
5.4. El abastecimiento eléctrico local en estado de emergencia	164
5.4.1. La adecuación de las concesiones al régimen de la Posconvertibilidad	166
5.4.1.1. El caso Transba	166
5.4.1.2. El caso EDEA	168
5.4.2. Evolución de la demanda eléctrica	169
5.4.3. Exigencias y restricciones en el sistema local de oferta eléctrica	172
5.4.4. La ampliación que no fue y los paliativos para una emergencia persistente	177
5.4.5. La cuestión tarifaria	183
5.4.6. La calidad del servicio	192
5.5. Prácticas de territorialización de la red eléctrica	196
5.5.1. Redes de contrapoder: las luchas por la Tarifa Social y contra el Tarifazo	196
5.5.2. Nodos de la clandestinidad: las prácticas del robo de energía	199
5.5.3. Territorios colectivos que tejen redes inclusivas	203
5.5.4. La selectividad espacial de la disfuncionalidad	205
5.5.5. Economía turística colateral de la espacialidad del ahorro energético	206
5.5.6. Emergentes locales de la transición electroenergética argentina	207
 Conclusiones	 212
1. Crisis de acumulación sectorial y escasez subjetiva de oferta eléctrica en la Posconvertibilidad	214
2. Insostenibilidad energética: escasez objetiva, fosilización e ineficiencia en el uso de los recursos	216
3. Desarrollo desigual de la red eléctrica y articulación geoeconómica crítica	

Bibliografía y fuentes**221****Índice de cuadros**

Cuadro Nº 1.	Procesos intervinientes en la crisis del sistema eléctrico de la costa atlántica	17
Cuadro Nº 2.	Composición del sistema eléctrico.	25
Cuadro Nº 3.	Clasificación de fenómenos de escasez.	32
Cuadro Nº 4.	Síntesis de perspectivas teóricas de la crisis energética aplicadas en la tesis.	37
Cuadro Nº 5.	Participación porcentual en la energía total utilizada. 1850-1975.	47
Cuadro Nº 6.	Participación en el suministro de energía primaria a nivel mundial por fuente. Años 1973 y 2011.	48
Cuadro Nº 7.	Participación de fuentes en la generación eléctrica mundial. Años 1973 y 2011.	60
Cuadro Nº 8.	Comercio exterior de la energía eléctrica (Gwh). Argentina, 2002-2012.	119
Cuadro Nº 9.	Proyectos de generación eléctrica habilitados entre 2008 y 2011.	121
Cuadro Nº 10.	Consumo de combustibles (%) en el sector eléctrico argentino, 2002-2013.	125
Cuadro Nº 11.	Subsidios del sector energético. Argentina, 2002-2012.	131
Cuadro Nº 12.	La política de ahorro energético en programas y medidas. 2003-2012.	136
Cuadro Nº 13.	Distribución de la población de la costa atlántica. Año 2010.	148
Cuadro Nº 14.	Pernoctaciones en establecimientos hoteleros y parahoteleros (Enero y Febrero de 2012) y coeficiente de variación por regiones turísticas de Argentina (2012).	149
Cuadro Nº 15.	Turistas de la costa atlántica por agrupamiento de localidades. Enero, 2012.	150
Cuadro Nº 16.	Puntuaciones Z de la demanda mensual máxima de energía de las áreas del MEM. Argentina, 2005.	161
Cuadro Nº 17.	Valor nominal e índice de los cargos de las tarifas T1R1 y T2BT del área de concesión de EDEA: Semestre I de 2002 (base = 100) y principales aumentos. 2002-2012.	185

Índice de gráficos

Gráfico Nº 1.	Influencia del factor de carga en la ganancia a partir del tamaño de mercado.	43
Gráfico Nº 2.	Evolución de la producción/extracción energética mundial. 1860-2007.	47
Gráfico Nº 3.	Suministro de energía primaria a nivel mundial. 1971-2011.	49
Gráfico Nº 4.	Diagrama de ASPO sobre la producción y previsible agotamiento gradual del petróleo. Caso básico del 2007.	50
Gráfico Nº 5.	Resumen mundial de descubrimientos, producción y demanda de petróleo.	51
Gráfico Nº 6.	Costos de generación de la electricidad por tipo. Promedio mundial, año 2013.	54
Gráfico Nº 7.	Consumo de energía versus Producto Bruto Interno. 1990-2012.	57
Gráfico Nº 8.	Consumo eléctrico (Gwh) y participación porcentual del petróleo en la generación eléctrica por país. 1990 y 2012.	62
Gráfico Nº 9.	Potencia instalada (Mw) por tipo de operador. Argentina (MEM+MEMSP), 1991-2002.	99
Gráfico Nº 10.	Potencia instalada (Mw) por tipo de generación. Argentina (MEM+MEMSP), 1991-2002.	100
Gráfico Nº 11.	Precio real (monómico) y Precio Estacional en el MEM. Agosto 1991-Diciembre 2002.	104
Gráfico Nº 12.	Costo de subtotal de energía (STCE) en base a tarifa residencial (T1R1)	

	de Edenor con consumo de 300kwh. Bimestre 6, 1995-2002.	105
Gráfico Nº 13.	Potencia instalada y consumo eléctrico. Argentina (MEM+MEMSP), 2002-2012.	118
Gráfico Nº 14.	Potencia máxima anual versus potencia efectiva total estimada. Argentina (MEM+MEMSP), 2002-2012.	118
Gráfico Nº 15.	Potencia instalada (Mw) por propietario. Argentina (MEM+MEMSP), 2002-2012.	120
Gráfico Nº 16.	Potencia instalada (Mw) por tipo de generación. Argentina (MEM+MEMSP), 2002-2012.	122
Gráfico Nº 17.	Producción y reservas comprobadas de petróleo (Mm³) en Argentina, 1973-2013.	123
Gráfico Nº 18.	Producción y reservas comprobadas de gas natural (MMm³) en Argentina, 1973-2013.	123
Gráfico Nº 19.	Producción, consumos y comercio exterior de gas natural en Argentina, 2002-2013.	124
Gráfico Nº 20.	Evolución de longitud de líneas de extra alta tensión (500kv) y capacidad de transformación del sistema de transporte eléctrico argentino, 1992-2012.	127
Gráfico Nº 21.	Precio monómico medio anual y Precio Estacional medio anual en el MEM, 2002-2012.	130
Gráfico Nº 22.	Costo de subtotal de energía (STCE) en base a tarifa residencial (T1R1) de Edenor con consumo de 300kwh (Bimestre 6) y Coeficiente de Variación Salarial (CVS) del Nivel General de Salarios (diciembre). Argentina, 2002-2012. Base cuarto trimestre de 2001 = 100.	132
Gráfico Nº 23.	Intensidad energética en seis países de América Latina, 1990-2012.	133
Gráfico Nº 24.	Intensidad energética versus Intensidad electroenergética en Argentina, 1990-2012.	134
Gráfico Nº 25.	Evolución de la potencia instalada según tipo de generación. Argentina, 1976-2011.	138
Gráfico Nº 26.	Demanda eléctrica media mensual de la Costa Atlántica (Mwh).	155
Gráfico Nº 27.	Demanda eléctrica media mensual de Mar del Plata y la Costa Norte (Mwh).	156
Gráfico Nº 28.	Demanda media mensual de potencia de la Costa Atlántica a las 21hs (Mw).	158
Gráfico Nº 29.	Participación porcentual en la demanda eléctrica nacional y factor de carga de zonas del MEM, costa atlántica y costa norte. Año 2005.	160
Gráfico Nº 30.	Coeficiente de curtosis (β_2) y demanda anual de energía eléctrica de las zonas del MEM. Argentina, 2005.	162
Gráfico Nº 31.	Consumo eléctrico de la costa atlántica por segmento (Mwh). 2002-2012.	171
Gráfico Nº 32.	Cantidad de usuarios eléctricos de la costa atlántica. 2002-2012.	171
Gráfico Nº 33.	Cobertura de la demanda eléctrica de la costa atlántica. 2007-2009.	173
Gráfico Nº 34.	Energía generada por CCA y energía despachada por el corredor Olavarría-Tandil (Mwh). Enero, 2003-2011.	174
Gráfico Nº 35.	Demanda máxima de potencia y Potencia instalada nominal (Mw). Costa atlántica, 2002-2012.	175
Gráfico Nº 36.	Demanda máxima de potencia y Potencia instalada nominal (Mw). Costa atlántica, 2002-2012.	176
Gráfico Nº 37.	Potencia instalada per cápita de la costa atlántica, 1954-2012.	183
Gráfico Nº 38.	Índice del valor de los cargos de categorías tarifarias T1R y T2BT del área de concesión de EDEA. 2002-2012, por semestre. Base primer semestre de 2002 = 100.	185
Gráfico Nº 39.	Costo de la energía con y sin impuestos en base a tarifa residencial (T1R1) y tarifa estacional (T1RE) del área de concesión de EDEA con un consumo bimestral de 300kwh. 2002-2012 por semestre.	187

Gráfico Nº 40.	Índices de variación de costos de producción, VAD y tarifa residencial con consumo medio. 2001-2012, Base 2001 = 100.	189
Gráfico Nº 41.	Monto de sanciones (en pesos) recibidas por EDEA y cooperativas eléctricas de la costa atlántica. 2003-2011.	194
Gráfico Nº 42.	Indicadores de calidad del servicio de Transba. 2000-2012.	195

Índice de esquemas y mapas

Esquema Nº 1.	Estructuración básica del sistema eléctrico	28
Esquema Nº 2.	Configuraciones espaciales de la red eléctrica según etapas de desarrollo	66
Esquema Nº 3.	Dos concepciones topológicas del desarrollo geográfico desigual	77
Mapa Nº 1.	La red de transporte eléctrico argentino en alta tensión (500kv) en 1998 y 2013.	128
Mapa Nº 2.	La microrregión de la costa atlántica bonaerense: sus principales asentamientos turísticos-balnearios	151
Mapa Nº 3.	El sistema eléctrico en la costa atlántica bonaerense	154
Mapa Nº 4.	Riesgos de desabastecimiento eléctrico en la costa atlántica	165
Mapa Nº 5.	Asentamientos precarios del partido de General Pueyrredón	201

Agradecimientos

La realización de esta tesis contó con la amable colaboración de muchas personas que dispusieron de su tiempo y esfuerzo para permitirnos concretar entrevistas o efectuar consultas frecuentes en ciertos temas técnicos de la energía cuya comprensión presentaba algún grado de dificultad, así como para preparar y facilitar bases de datos estadísticos, informes operativos y demás documentos usados como fuentes de información secundaria. A todas ellas va nuestro sincero agradecimiento: Sr. Áxel Zárate (LyF), Ing. Juan Luis Gonzáles (OCEBA), personal técnico de la Cooperativa eléctrica de Mar del Plata, Ing. José Alberto Diez García (Central Termoeléctrica 9 de Julio-CCA), Ing. Carlos Suárez y Lic. Carla Colussi (CCA), Sr. Oscar Caballero (EDEA), Lic. Leandro Laffan (EMTur), Ing. Víctor Bronstein (Ceepys), Lic. Jorge Sidelnik y Lic. Esteban Daniotti (NASA-Central Atucha), Ing. Pedro Prado e Ing. Marcos Yabén (FI-UNMdP), Sras. Aidé y Laura de la Cooperativa de Colonia Laguna de los Padres, personal técnico del OCEBA (Delegación Mar del Plata), Ing. Eduardo Aquindo (Cooperativa de Pueblo Camet), Ing. Luis Mérida (OSSE), Ing. Alfonso Lafrossia (CEVIGE) y Arq. Roberto José Otero (CALP).

La gratitud es extensiva a la Lic. María Inés González Carella, por su asesoramiento en asuntos de metodología de la investigación cuando organizar las ideas preliminares parecía una epopeya imposible, y al Prof. Diego García Ríos, por atesorar una valiosa colección de artículos periodísticos sobre el tema energético y por su maravilloso método de estimulación cognitiva a través de la formulación de preguntas meticulosamente desconcertantes.

Una mención especial merecen Nahuel Montes y Facundo Martín Hernández, amigos y geógrafos con quienes compartimos la peculiar experiencia de elaborar una tesis doctoral, las más de las veces en una soledad inquietante. De la admirable capacidad de escrutinio de ambos -y de su habilidad de conjurar la marcha cultural del tiempo, transgresión útil a los fines de la reflexión creativa- he recibido el aliento necesario y las sugerencias que ayudaron a enderezar el rumbo de la investigación.

Introducción

1. Construcción y planteamiento del tema de investigación

El cambio estructural que vivió la economía argentina a partir de enero de 2002, con la devaluación de la moneda que siguió al agotamiento del Plan de la Convertibilidad y la aplicación de medidas que institucionalizaron las directrices de un nuevo modo de desarrollo nacional, colocó al sistema eléctrico en un estado de “crisis”. Un impacto de consecuencias similares se sintió en otros sectores de la cadena energética. En 2004, la escasez en la oferta doméstica de gas natural, que llevó a producir recortes del suministro en establecimientos industriales y en centrales térmicas, y el lanzamiento del Plan Energético Nacional, mediante el cual el gobierno nacional admitía la existencia de la aguda crisis que atravesaba el sector energético en su conjunto, terminaron de instalar a fuego el asunto en la agenda del debate público.

Muy pronto, todos emitían opiniones acerca de la “crisis energética” que sufría el país; adjudicando y repartiendo responsabilidades a los distintos modelos de gestión y a los modos de actuación de los agentes del sector; ubicando raíces históricas en distintas etapas de la historia argentina reciente, lo que encendió la discusión sobre el carácter y el sentido de las decisiones en materia de gestión sectorial impulsadas en el contexto de los sucesivos proyectos político-económicos que imperaron en cada una de esas etapas; atribuyendo las perturbaciones a debilidades y deficiencias regulatorias o a intromisiones gubernamentales indebidas que restan confianza, certeza y seguridad a los mercados; desplazando los motivos hacia la coyuntura internacional de los elevados precios del crudo, lo que lleva a relacionar causas geológicas, políticas y tecnológicas de la escasez de los hidrocarburos convencionales para fundamentar la virulencia de los movimientos especulativos; enfatizando los patrones culturales contemporáneos de producción y consumo como fuente explicativa de la falta de racionalidad y eficiencia en el uso de los recursos energéticos agotables; asociándolos, a su vez, con las intensas alteraciones ocasionadas al medio ambiente o redibujando escenarios más o menos problemáticos en la prospección de corto, mediano y largo plazo; entre otras razones.

De la rápida presentación de factores explicativos habitualmente comprometidos en el tratamiento de esta clase de fenómenos es fácil corroborar que las líneas de investigación desarrolladas pertenecen a ámbitos disciplinares que tradicionalmente se han ocupado de elaborar explicaciones y proveer soluciones político-técnicas a la *problemática integral de la energía*: Ingenierías, Economía, Derecho, Ciencia Política, Arquitectura. La Geografía, por su parte, en líneas generales no logró encontrar un modo satisfactorio de articulación en el concierto de disciplinas científicas y técnicas que componen el subcampo de los estudios de la crisis electroenergética, entendiendo por “modo satisfactorio” el reconocimiento formal como fuente proveedora de conocimientos específicos. Sí es preciso reconocer el papel que ha jugado mediante el abordaje de temas de investigación que podrían calificarse como habituales en el sumario de la Geografía de la Energía, entre ellas: distribución espacial de

fuentes de energía, impacto ambiental de grandes obras de infraestructura, electrificación-energización de zonas rurales o dispersas y conflictos territoriales por el uso y la apropiación de los recursos energéticos. Desde ya, no puede negarse que los temas enunciados tienen relación con la problemática de la energía ni obviarse la relevancia en sí que posee cada uno de ellos. Sin embargo, sí cabe cuestionarse acerca del grado de vinculación y de la validez de tales aportes en referencia con las especificidades que exige el estudio de la formación y el desenvolvimiento de situaciones de crisis (electro)energética.

Surge, entonces, el interrogante esencial que ha motivado la realización de esta tesis: ¿es posible hacer de la “crisis energética” un objeto de estudio de naturaleza geográfica, revelando con fines explicativos diversos modos de integración de la dimensión espacial de dicha situación problemática? En otras palabras, estamos sugiriendo construir un problema de investigación a partir de enfocar -a nivel genérico- la relación «espacio-crisis energética». En este sentido, la principal atención geográfica habría de prestarse a la indagación de los procesos y prácticas de la producción social del espacio implicadas en una situación de crisis energética.

Vale, aquí, una advertencia de cabal importancia. La postura teórica que asumimos como fructífera para el abordaje del objeto de estudio sostiene que el entendimiento de la espacialidad construida debe llevarse adelante en íntima relación con el proceso social (económico) en cuestión. Esto significa que no hay un acceso directo a la espacialidad sino mediado: el análisis de la crisis electroenergética como fenómeno económico ‘puro’ precede al análisis de la espacialidad de la crisis como ‘hecho geográfico’. En la construcción temática y en los sucesivos pasos del análisis, cada uno de los polos constitutivos de la relación “crisis energética-espacio” preserva una independencia relativa.

Lo antedicho significa que la formulación del tema de investigación debe contemplar una doble dimensionalidad: (i) la formación y el despliegue de la crisis que sufre el sistema eléctrico de la costa atlántica de la provincia de Buenos Aires a partir de 2002 -y hasta el momento actual- y (ii) las implicancias de los procesos y de las prácticas de producción del espacio asociadas con dicha situación crítica. La elección del caso de estudio obedece a las peculiaridades de su curva de demanda energética, dependiente de la vida económica de la microrregión, en comparación con las restantes zonas del sistema eléctrico argentino, lo cual la ha convertido en una zona históricamente problemática del abastecimiento. También se ha ponderado el motivo de que en el examen de la crisis energética argentina predomina una mirada enfocada en la realidad nacional que impide descubrir particularidades que subyacen en el acontecer local y cuya visibilización podría traducirse en un aliciente para el entendimiento de la gestación y el devenir de las formas-contenidos, las relaciones orgánicas y las prácticas sociales que hacen a las crisis.

Como última aclaración debemos señalar que, dadas las características económicas y técnicas de los contemporáneos sistemas de abastecimiento eléctrico y en función de las pautas metodológicas que ordenan esta investigación, se torna indispensable desprender la descripción y la explicación de determinadas manifestaciones locales de las generalidades de funcionamiento que habitan el sector eléctrico a nivel nacional. Es por ello que la crisis del sector eléctrico nacional es desarrollada con una considerable amplitud.

2. Características del encuadre teórico-metodológico: la necesidad de redescubrir la Geografía de la energía

Por una evidente afinidad temática, esta tesis se incluye en el ámbito de la Geografía de la energía. No obstante, la pregunta clave aquí es: ¿en qué medida las concepciones del espacio que fueron aplicadas en la Geografía de la energía nos ayudan a describir y explicar la complejidad de la crisis energética? Si bien podemos afirmar vivamente que existe una abundante literatura científica que aborda la relación *espacio-energía*, pensamos que los antecedentes que esta geografía sectorial ha logrado acumular en el curso de su historia con respecto a las cuestiones de método, sólo nos asiste parcialmente en esta demanda.¹ En comparación con los avances conseguidos en otras esferas del conocimiento geográfico, el rezago aquí es notable. Incluso, luego de experimentar un período de esplendor entre las décadas del sesenta y el ochenta, íntimamente asociado con el papel relevante que le cupo a la energía entre los asuntos destacados de las agendas políticas y económicas nacionales de la fase de la expansión económica de la Posguerra, el interés que despertaban las cuestiones energéticas se fue diluyendo, al punto de casi desaparecer de los bancos de la investigación geográfica.

Originalmente, la corriente de estudios de la Geografía de la energía se asienta en la tradición de “estudios monumentales”, generalmente publicados en forma de compendios, manuales, tratados o atlas. En las décadas del sesenta y setenta se produjo una proliferación de ese tipo de obras que hoy representan a los “clásicos” de la Geografía de la energía y de los que se heredó un modo específico de abordaje: la recolección de datos acerca de la distribución, localización, producción y consumo de los recursos energéticos con el fin de ofrecer panoramas vastos de diferentes regiones del planeta. Se trata preferentemente de un enfoque descriptivo y clasificatorio de la Geografía Económica, en el cual la energía representa un factor o un instrumento de la producción.

Sin dudas, la obra que mayor influencia ha ejercido en esta corriente precursora, aunque también da un paso adelante en la indagación histórica y en la conceptualización de los procesos de estructuración del espacio geográfico en función de patrones de modernización energética, es *Geografía de la energía* de Pierre George, publicada en 1952. En esta tradición, el espacio geográfico es asumido como *soporte físico* y *medio contenedor* de las fuentes de energía. Tal modo de entendimiento es gobernado por una concepción absoluta del espacio.

Durante la misma época, la energía ingresa a la esfera de la Geografía Urbana y de la Geografía Industrial como un elemento liberador de fuerzas productivas y como un factor de emplazamiento y localización de las actividades económicas, es decir, como un vector fundamental en la organización social del espacio. El interés por el ordenamiento y la planificación espacial de la energía en los entornos de la región y la ciudad representa para la Geografía de la energía el primer corrimiento hacia las escalas urbana, regional y local como extensión prioritaria de los estudios y la primera aplicación de una concepción relativa del espacio. Desde el punto de vista de la organización espacial de los sistemas urbano-regionales, el tándem *automóvil-petróleo* forma un complejo técnico unitario en el que no

¹ No es el propósito de esta sección presentar una revisión de antecedentes exhaustiva sobre la Geografía de la Energía. Simplemente, efectuamos un rápido recorrido por las ideas generales de cada momento constitutivo del campo, basado en la elaboración del estado del arte contenido en el Proyecto de Tesis Doctoral (2010) y en el trabajo de dos publicaciones (Furlan, 2010 y 2014) en las que intentamos interpretar la evolución del modo de entendimiento de la relación espacio-energía, con el objeto de contextualizar esta investigación.

puede ser debidamente comprendido el uso masivo del primero sin la abundancia y el bajo costo del segundo. Es por ello que se entrecruzan, aquí, los estudios geográficos de la energía con los centrados en el transporte, que se erige de a poco en el sector de mayor consumo de la energía primaria, desbancando del podio a la industria.²

La valoración de la energía como un recurso estratégico en el tratamiento de los problemas del desarrollo nacional de la Posguerra condujo a establecer un potente vínculo con la perspectiva territorial del espacio (vital), conformando el cuerpo teórico-conceptual de la Geopolítica de la energía en el marco de la doctrina de promoción y defensa de los intereses nacionales. Los proyectos de desarrollo territorial del espacio que ocupa la nación, efectivizados en acciones de acondicionamiento técnico de envergadura que transforman el espacio de una manera intensa, llevan a reconocer en el Estado al actor protagónico -por no decir *único*- de los procesos particulares de territorialización de las redes de energía. En esta Geografía de la energía, la teoría subyacente lleva a considerar relacionamente el espacio físico en términos de *territorio*, en el sentido clásico de un espacio apropiado, delimitado, controlado y dominado por el Estado Nacional.

Al tiempo que el desarrollo energético se profundiza, entran en escena tópicos en los cuales se problematizan distintos aspectos del fenomenal despliegue de las infraestructuras técnicas requeridas para explotar y hacer uso final de los bienes y servicios energéticos, partiendo usualmente de la premisa básica de que el acceso a los mismos hace posible el progreso social, aunque las transformaciones espaciales necesarias para llevar a cabo esa modernización originen tensión social en los sitios que resultan directamente alterados. Entre los tópicos que han sido abordados pueden señalarse: la fundación de asentamientos humanos o relocalización de poblaciones basada en la explotación de recursos energéticos, la transformación del paisaje por instalación de obras de infraestructura de gran tamaño, los análisis prospectivos sobre los impactos de las grandes obras, la expansión geohistórica de las redes de energía, la energización de poblaciones rurales o dispersas, etc. Al reconocerse estos nuevos temas y dimensiones de análisis, las descripciones y explicaciones involucran el uso de nuevos conceptos geográficos como los de *paisaje*, *ambiente*, *lugar*, *región* o *red*. Asimismo, la dispersión temática permite liberar al campo del sesgo nacionalista y del fuerte apego desarrollista.

A partir de la década del ochenta, no obstante, la Geografía de la energía declina el decidido empuje que mostró en los veinte años anteriores. Paradójicamente, la pérdida de centralidad que la temática de la energía sufrió en el ámbito disciplinar de la Geografía fue coincidiendo con el ascenso de centralidad política, social y económica que impulsarían los traumáticos episodios de las «crisis del petróleo» de la década del setenta, primero, y los embravecidos debates actuales en torno a la finitud de las principales fuentes de energía no renovables del mundo contemporáneo que revitaliza la publicación de *The end of cheap oil* de Colin Campbell y Jean Laherrère a finales de la década del noventa, después.

En otras palabras: la Geografía bien supo conformar una rama de sí misma para ocuparse específicamente de la energía cuando le tocó marchar al compás de la consolidación de la era energética del siglo XX, la “era de los hidrocarburos”, pero no resultó igualmente eficaz a la hora de reinventarse para fijar las coordenadas teórico-metodológicas necesarias para examinar y desentrañar de manera adecuada la problemática que depara la crisis de dicha era y las novedosas transformaciones espaciales que suscita la complejidad de su

² Más tarde, a medida que crece la movilidad, se sumarán a esta misma consideración los medios de transporte marítimo y aéreo.

reestructuración, que representa, a su vez, un proceso particular de la crisis sistémica que asoma desde mediados de la década del setenta.

Debe reconocerse, empero, que ante ese desafortunado repliegue -en tanto geografía sectorial formalmente definida-, emergieron con ímpetu dos nuevos ejes de problematización que mantuvieron a la energía en el foco de atención de la indagación geográfica. Por un lado, la ola de investigaciones ambientales que crece con furor en los años noventa da de lleno en el tema energético. En concreto, son los estudios sobre impactos ecológicos derivados del alto grado de extracción-producción-consumo de fuentes no renovables de energía -y de los modelos de producción y gestión asociados a tales procesos- y los estudios sobre la creciente utilización de energías alternativas las que configuran la perspectiva analítica de una *Geografía ambiental de la energía* que enfatiza el carácter crítico que tiñe a la *relación sociedad-naturaleza* en la época contemporánea. Por el otro, al mismo tiempo, se produce una actualización de la lectura geográfica al calor de los diversos conflictos internacionales que transcurren alrededor de la apropiación y el control de los recursos energéticos estratégicos. Esta *Geografía política de la energía* resurge a veces de un modo explícito, a través del estudio de situaciones puntuales de conflictividad regional; otras, de forma solapada en trabajos comprehensivos dedicados al análisis de conjunto de la geohistoria del capitalismo que reservan un correspondiente apéndice al rol trascendente que poseen las energías fósiles -fundamentalmente, el petróleo- en la ordenación de las relaciones internacionales. Muchas veces, esta última línea puede producir una parcelación algo insidiosa de la trama de actores y relaciones sociales, debido a que tiende a focalizarse solamente en los *actores fuertes* (estados, grandes compañías, organismos multilaterales, asociaciones sectoriales, etc.) y, por lo tanto, a restringir la escala de análisis al ámbito internacional o nacional, dejando fuera de consideración una enorme cantidad de hechos de relevancia superlativa en los que se sustancia igualmente la inserción social y espacial de la energía. Más allá de este recorte jerárquico, el encuadre político exhibe la formidable capacidad de producir una renovación cardinal del campo de la geografía sectorial, dado que instala la energía en el centro de las *relaciones de poder*. En síntesis, ambas perspectivas, la ambiental y la política, han mantenido a resguardo la moral de la Geografía de la energía y convergen como una guía firme para la recomposición formal del campo.

Además, una apreciable cantidad de estudios de casos de escala local hacen visible una multiplicidad de actores sociales en pugna y de procesos particulares de la producción social del espacio. En cualquier caso, el rasgo definitorio de esta instancia de remodelación del campo se encuentra en la apertura hacia concepciones alternativas del territorio, que se ponen en juego en el análisis de las situaciones concretas; en la interacción simultánea de diferentes conceptos primarios de la geografía (territorio, espacio, ambiente, región, lugar, etc.), que permite complejizar positivamente la explicación de los objetos, y en la libre elección de las escalas espaciales y en la adopción de métodos de análisis multiescalar, que elimina la reducción apriorística de las escalas pertinentes.

Teniendo en cuenta la intencionalidad general, la tesis pertenece al linaje de trabajos que ha emergido en los últimos veinte años y cuyo carácter unificador reside en mostrar una apertura teórica, metodológica y temática con aires renovadores del quehacer geográfico. No obstante, posee algunos atributos propios alineados con los objetivos de investigación que es necesario comentar:

- a. La Geografía de la energía aquí ensayada asume los fundamentos de la teoría social del espacio, que se ha venido consolidando desde la década de 1970 gracias a la labor

intelectual de autores como Henri Lefebvre (1974 y 1976), David Harvey (1985, 1994 y 1998), Edward Soja (1993), Manuel Castells (1976), Claude Raffestin (1993) e Immanuel Wallerstein (1998 y 1999), entre otros. Según esta postura, el espacio -al igual que el tiempo- debe ser concebido como una *construcción social*, siendo la *práctica humana* la categoría de análisis vinculante en la relación «espacio-sociedad» y la instancia decisiva en la atribución de significado real de dicho espacio construido. A su vez, el espacio -en tanto espacio socialmente producido- es concebido como un *momento activo* de la vida de la sociedad. De este modo, *espacio* y *sociedad* conforman una unidad cuya existencia histórica expresa una relación dialéctica, una tensión de procesos en perpetua acción recíproca. En nuestro caso de aplicación, esta visión procura concretizar la relación espacio-crisis energética interrogándose de manera simultánea por (i) la espacialidad producida material y simbólicamente en el sistema eléctrico y (ii) el modo de influencia del espacio producido en la formación y el desarrollo de la crisis electroenergética.

- b. Una Geografía Humana así entendida sólo puede ejercerse integrando enfoques teórico-conceptuales de disciplinas afines a la naturaleza de los fenómenos que son objeto de interés. Dado que en esta tesis se concibe la “crisis energética” principalmente a partir de su naturaleza económica, la Geografía de la energía practicada abreva en distintos enfoques de la Economía (Teoría de la Regulación, Economía Regulatoria, variaciones de la economía marxista, etc.). Es decir que la lógica económica de los actores del sistema eléctrico conforma el eje de análisis central, pero no el único. En la propuesta de esta Geografía de la energía hay, entonces, una vocación multi e interdisciplinar.
- c. Por el lado propio de la Geografía, el análisis de la producción del espacio es retratado a través de conceptos clave que justifican su utilización en función del problema, de los objetivos y de las dimensiones de análisis que expresan los hechos particulares que se enlazan en la explicación. La espacialidad social no es enunciada exclusivamente como “espacio” ni posee un único sentido, sino que es incorporada mediante el recurso a una “constelación de conceptos” (Haesbaert, 2010). La naturaleza del sistema eléctrico lleva a adoptar el concepto de *red* como núcleo de tratamiento de la realidad geográfica confinada. La red eléctrica es, así, la forma primaria e ineludible de asunción del espacio en el que acontece la crisis, el escenario básico de interacción de los actores y objetos técnicos participantes y la delimitación operativa del sistema en contraste con su entorno. Otro concepto geográfico que se ha priorizado es el de *territorio*. El supuesto de la elección es simple: si la crisis energética es una situación conflictiva en la cual los actores afectados pugnan por realizar su voluntad y alcanzar sus intereses, la noción de territorio resulta la más adecuada para interpretar sus prácticas espaciales debido a que focaliza la dimensión del poder en las relaciones sociales. En este sentido, nos guiamos por la aserción de que los procesos espaciales formativos de la crisis del sistema eléctrico se visten de *prácticas y procesos territoriales*. La intersección de los dos conceptos clave permite derivar la instancia analítica de la *territorialización de las redes*. Estas elecciones no significan que en el análisis *in extenso* de la espacialidad de la crisis energética sólo sucedan “hechos territoriales”, ni que otros conceptos subsidiarios -como los de *región*, *lugar* o *ambiente*, etc.; carezcan de presencia en el discurso geográfico que articula las cadenas de hechos que se deben reconstruir. Simplemente, se ha de poner el énfasis en las formas y contenidos de la apropiación del espacio como un tipo de práctica espacial decisiva en la configuración de la crisis del macrosistema eléctrico.
- d. En términos formales, la organización de enfoques, dimensiones y niveles de análisis de la crisis energética se funda en la Teoría de Sistemas Complejos desarrollada por Rolando

García (2006). Según esta postura, el sistema complejo es una representación de una parcela de la realidad concebida por el investigador como una totalidad organizada, compuesta por elementos heterogéneos en interacción e interdefinibles y que tiene una existencia semiautónoma y una dinámica específica. El núcleo de esta perspectiva es el estudio de procesos, entendidos como concatenaciones de eventos en el tiempo. Para explicar el funcionamiento de un sistema complejo es menester establecer las relaciones estructurales entre niveles de organización, que corresponden a diferentes dimensiones de análisis y que requieren la concurrencia de enfoques disciplinares específicos. Los estudios parciales son indispensables, pero en un segundo momento deben integrarse en la explicación. La organización jerárquica del sistema está dada por la interrelación de procesos de primer, segundo y tercer nivel, que se corresponden, respectivamente, con las escalas local (o regional subnacional), nacional y global (o regional internacional): el análisis y la descripción de los procesos de un nivel superior proveen una explicación de los procesos del siguiente nivel (del tercero al segundo, del segundo al primero), debido a que son condicionados, influidos o determinados por aquéllos. La prioridad se halla, no obstante, en los procesos de primer nivel, que constituyen la expresión local de procesos más amplios y son el nudo problemático de la investigación. Los procesos explicativos pueden tener una longitud histórica superior a la de los procesos explicados. En cuanto al manejo de múltiples escalas, el método de la Geografía contemporánea es coincidente con el análisis de sistemas complejos.

- e. La integración teórica resultante de la fricción entre espacio y crisis energética da lugar a enfoques y artilugios conceptuales híbridos que son utilizados para describir y explicar las formas espaciales y los procesos sociales (económicos). Entre éstos cabe mencionar la teoría del *desarrollo geográfico desigual de las redes técnicas* y la noción de *articulación geoeconómica crítica*.
- f. Por último, las escalas y la naturaleza de los procesos particulares conllevan la aplicación de técnicas diversas. Los objetivos de investigación llevan a optar por una estrategia de triangulación metodológica que combina técnicas cuantitativas y cualitativas sobre el fondo del estudio de caso. En todos los niveles de procesos se aplican técnicas de análisis documental y técnicas de análisis estadístico. Para el estudio de los procesos de primer nivel se agrega la realización de entrevistas semiestructuradas a informantes calificados y, en menor medida, técnicas cartográficas. Los detalles de recolección, procesamiento, análisis y producción de datos se especifican en cada sección de tratamiento empírico.

En síntesis, el encuadre teórico y metodológico de «nuestra» Geografía de la energía se caracteriza por: acuñar la perspectiva de la teoría social del espacio, integrar diferentes enfoques disciplinares y teórico-conceptuales, abordar e interrelacionar distintos niveles y escalas de análisis en función de los hechos particulares que se estudian y aplicar técnicas de investigación diversas.

3. Objetivo general y objetivos particulares

3.1. Objetivo general

- Analizar, describir y explicar la situación de crisis que sufre el sistema eléctrico de la costa atlántica de la provincia de Buenos Aires desde 2002 y hasta el momento actual, como parte

integrante del sistema eléctrico argentino, concentrándonos en la interrelación de procesos de escala diversa y en las implicancias de la dimensión espacial.

3.2. Objetivos particulares

- a. Identificar las principales características tecnológicas, económicas y geográficas de la era energética contemporánea, de modo de disponer de un marco de referencia desde el cual valorar y ponderar acciones llevadas a cabo en la realidad argentina.
- b. Analizar y describir la evolución de las principales variables del sector eléctrico argentino desde principios de la década de 1990 hasta la actualidad a la luz de las transformaciones estructurales que ha experimentado la economía en conjunto, caracterizando los modos de desarrollo nacional (Convertibilidad y Posconvertibilidad) y los modelos de gestión del sistema eléctrico (privado y privado con intervención pública) que se han sucedido en el período.
- c. Identificar las razones estructurales que han conducido a la situación de crisis eléctrica, describir las políticas sectoriales aplicadas para contrarrestar los problemas de desarrollo eléctrico, analizar resultados de medidas específicas de gestión de la crisis, reconocer contradicciones alojadas en el modelo de gestión que se inaugura en 2002 e identificar fases del proceso de desarrollo.
- d. Analizar impactos de la evolución sectorial en términos de transición energética.
- e. Identificar y explicar cambios y continuidades en la configuración geográfica de la red eléctrica argentina desde principios de la década de 1990 hasta la actualidad.
- f. Establecer la posición relativa de la costa atlántica bonaerense en el sistema eléctrico argentino, como unidad de producción y consumo de energía, a partir de los procesos de territorialización dominantes de la microrregión y determinar las condiciones regionales de valorización económica como factor explicativo de la problemática del abastecimiento eléctrico local.
- g. Describir las particularidades de la crisis del sector eléctrico local: funcionamiento del sistema eléctrico, lógicas de actuación de los actores de la red, aplicación de medidas de gestión de la crisis, impactos económicos y sociales, conflictos suscitados, alternativas e iniciativas superadoras de la crisis y transición energética local.

4. Hipótesis general e hipótesis derivada

4.1. Hipótesis general

La crisis que el sector eléctrico de la costa atlántica bonaerense viene padeciendo desde 2002 es una situación compleja que genera trastornos en el funcionamiento y en el desarrollo del sistema eléctrico en su conjunto (déficit y deterioro de infraestructura básica, pérdida de calidad en el servicio, falta de incentivos a la inversión privada, enrarecimiento de relaciones entre usuarios y empresas, priorización de medidas mitigadoras de efectos frente a soluciones de fondo, etc.). En la formación de la crisis electroenergética local se conjugan tres procesos fundamentales; dos de orden nacional y uno de orden regional-local.

1. *Escasez subjetiva de oferta eléctrica*: el retraso relativo del desarrollo eléctrico argentino es consecuencia directa de una contradicción estructural: la pervivencia de una organización sectorial originada a principios de la década de 1990 en medio de un entorno económico e

institucional que, después del colapso del modo de desarrollo de la Convertibilidad de 2001-2002, abandonó las pautas de funcionamiento que le conferían su coherencia estructural. En otros términos, el entorno construido por el modo de desarrollo de la Posconvertibilidad (2002-...) alteró las estructuras de costos, los estados financieros y las reglas de valorización y transferencia del capital de manera tal que obstruyó las inversiones en infraestructura y equipamiento, mostrando impactos diferenciales entre las empresas del sector. El contraste entre una oferta eléctrica estancada y la continua recomposición del consumo eléctrico vinculada a la recuperación económica del país, pone al suministro de energía en un estado de emergencia.

2. *Escasez objetiva de energía*: el sector energético argentino está inmerso en un proceso de agotamiento de los propios hidrocarburos convencionales. El sector eléctrico posee una alta dependencia hacia este tipo de recursos energéticos. Tanto el modelo de gestión privada del sistema eléctrico (1992-2001) como el modelo de gestión con intervención pública (2002-...) presentaron grados significativos de insostenibilidad, ya que, a contrapelo de las tendencias transicionales globales anticrisis (diversificación de la matriz, conservación de la energía, uso eficiencia, etc.), profundizaron la dependencia hacia los hidrocarburos y no consiguieron gestionar eficazmente a la baja la demanda de energía ni mejorar la eficiencia en el uso. El desarrollo eléctrico del país queda condicionado por las tendencias de transición energética que se observan en el plano global (agotamiento de hidrocarburos convencionales, variación vertiginosa de los precios, riesgo e incertidumbre de las inversiones, etc.). Los fenómenos de la de escasez subjetiva y la escasez objetiva se realimentan positivamente en la formación de la crisis.

3. *Articulación geoeconómica crítica*: el comportamiento estacional de la demanda eléctrica de la costa atlántica bonaerense, sobre la base de un considerable mercado de consumo, conlleva una alta subutilización de infraestructura básica, lo cual configura un escenario con condiciones débiles de valorización económica de las inversiones en determinadas etapas de la producción del servicio eléctrico. La tipificación de la curva de carga resulta del proceso de urbanización y territorialización dominante de la región, que la pondera como el núcleo del desarrollo turístico del país. La magnitud de este carácter territorial originó una articulación geoeconómica crítica entre el multivariado sector turístico y el sector eléctrico (aunque no exclusivamente entre estos dos sectores). El modelo de gestión privada intensificó efectos de desarrollo geográfico desigual de la red eléctrica y acentuó la posición marginal de la costa atlántica bonaerense en la localización de inversiones necesarias en los segmentos de generación y transporte de energía eléctrica para un crecimiento equilibrado del sistema. La gestión de la crisis eléctrica se limita a medidas paliativas que no logran resolver el problema local de fondo.

4.2. *Hipótesis derivada.*

La crisis del sector eléctrico -subsistema de la producción- constituye el epicentro de una situación problemática compleja en la que los actores del sistema eléctrico (empresas, usuarios, estado, organismos públicos) despliegan estrategias y lógicas de actuación con el objeto de dar respuesta a sus propias necesidades de reproducción social. Entre ellas, han de llevarse a cabo ciertas *prácticas de territorialización de la red eléctrica*.

5. Ordenación de los procesos

CUADRO Nº 1. *Procesos intervinientes en la crisis del sistema eléctrico de la costa atlántica.*

Nivel de procesos	Procesos	Nivel de organización
Primer nivel	<ul style="list-style-type: none"> -Territorialización turística microrregional. -Formación de condiciones regionales de valorización económica en el sector eléctrico y diferenciación interna. -Reforma del sector eléctrico provincial. -Crecimiento sostenido de la demanda de energía y ciclo de fluctuación estacional de la demanda eléctrica. -Exigencia de las instalaciones y surgimiento de restricciones en el suministro (emergencia energética local). -Renegociación de contratos de concesión de empresas prestadoras del servicio a nivel provincial. -Implementación de programas y medidas de gestión de la emergencia energética local en el ámbito provincial. -Planificación de obras de envergadura (soluciones de fondo) para el crecimiento de la red eléctrica. -Evolución tarifaria regional (provincial). -Problemas de funcionamiento de la red eléctrica y problemas en la relación de servicio (empresa-estado-usuario). -Prácticas de territorialización de la red eléctrica. -Proyectos de transición electroenergética a escala local. 	Sistema y subsistemas
Segundo nivel	<ul style="list-style-type: none"> -Reestructuración de la economía argentina, configuración y agotamiento del modo de desarrollo de la Convertibilidad y configuración del modo de desarrollo de la Posconvertibilidad. -Reforma del sector eléctrico nacional, creación del modelo de gestión privada de la energía, cambios en el modelo de gestión de la energía a partir de 2002. -Evolución de los subsectores de generación y transporte de energía eléctrica desde la reforma hasta la actualidad. -Evolución de los precios de mercado mayorista eléctrico y de las tarifas nacionales desde la reforma hasta la actualidad. -Implementación de programas y medidas de gestión y planificación energética en el ámbito nacional. -Desarrollo geográfico de la red eléctrica argentina. -Transición electroenergética argentina. 	Suprasistema
Tercer nivel	<ul style="list-style-type: none"> -Transición energética contemporánea (agotamiento de hidrocarburos convencionales, utilización racional y eficiente de la energía, etc.). 	

Fuente: elaboración propia.

6. Estructura de la tesis

La tesis consta de cinco capítulos agrupados en dos partes. La primera parte analiza a un nivel teórico-conceptual la naturaleza del sistema eléctrico, la formación de la crisis de la energía, la transición hacia una nueva era energética que inaugurada por los sucesos de la década de 1970 y la incidencia de la dimensión espacial en la configuración de la situación de la problemática del desarrollo y funcionamiento del sector eléctrico. La segunda parte se centra en la investigación empírica de la crisis del sistema eléctrico argentino que emerge en 2002 y en el caso de la costa atlántica de la provincia de Buenos Aires.

En el Capítulo I se concibe al sistema eléctrico como un “gran sistema técnico”. Desde esta postura se describen su composición, funcionamiento y organización. El paso siguiente consiste en adentrarnos en el significado de la “crisis energética”, y en el abordaje de tres perspectivas elegidas que integran el marco teórico de la formación de crisis, en función de formas particulares de entendimiento de la *escasez*: la crisis del sector eléctrico en la lógica de la acumulación de capital, la crisis energética como una problemática de la sostenibilidad y la crisis del sector eléctrico como fenómeno emergente de la configuración de un modo de desarrollo históricamente determinado. En el último caso, utilizamos el lenguaje de la Teoría de la Regulación para aprehender la realidad histórica de un sistema económico en tanto totalidad estructurada. El capítulo cierra con el análisis de algunas cualidades y herramientas conceptuales pertinentes a la especificidad de los sistemas técnicos cuyo funcionamiento exige una dotación de infraestructura a gran escala.

El Capítulo II es, básicamente, una caracterización del problema de la energía en la época actual. Nos dedicamos a presentar las razones que avalan la hipótesis del agotamiento de los hidrocarburos convencionales; sobre todo, del petróleo, como fuente dominante de energía de la era contemporánea; y analizamos una serie de aspectos y soluciones frente a dicho obstáculo sistémico a la irracionalidad del crecimiento ilimitado: los inconvenientes y las posibilidades de sustitución de recursos energéticos y la relación entre conservación de la energía y desarrollo. La última parte del capítulo se enfoca en la realidad particularizada del sector eléctrico en la óptica global, inspeccionando las transformaciones experimentadas en la matriz mundial, las trayectorias de transición energética que han seguido distintos países del mundo y los cambios en la configuración de las redes eléctricas asociados a la puesta en valor de nuevos recursos energéticos, fundamentalmente, los renovables no convencionales. Una importancia especial de este capítulo reside en que constituye como una plataforma de referencia valorativa de acciones emprendidas en distintas realidades nacionales en materia de gestión, planificación y política energéticas.

El Capítulo III va destinado a explorar formas de integración teórico-conceptual de las dimensiones económica y espacial de la crisis energética. Esa integración pretende construir una *geoeconomía de la crisis del sector eléctrico* a partir del examen del desarrollo espacial de las redes técnicas en relación al entorno geográfico en el cual se inscriben. Los aportes teóricos resultan en una mayor circunscripción del objeto que las expuestas en los capítulos previos. En principio, se introducen los conceptos clave de *red* y *territorio* -y sus respectivas nociones afines de *reticulación* y *territorialización*- y se los liga semánticamente en el hecho de la *territorialización de las redes*. Después, es incorporada al encuadre teórico la visión del *desarrollo geográfico desigual de las redes*, con el propósito de revelar formas de producción social del espacio que presentan *subdesarrollo* de algunos de sus componentes (de la red de electricidad, en el caso que puntualmente nos convoca) y que, de todos modos, debe prestar sus funciones a la reproducción social y económica más o menos trunca de los procesos que

constituyen la identidad productiva de un territorio determinado. Para enunciar esta especie de contradicción orgánica, que acotamos intuitivamente al desarrollo localizado, empleamos la noción de *articulación geoeconómica crítica*. Según nuestra hipótesis, la problemática del desarrollo local del suministro eléctrico está severamente condicionada por las limitaciones que le impone la articulación geoeconómica del sector eléctrico en la costa atlántica, que la hace propensa a sufrir una significativa desvalorización de las inversiones. En este sentido, la calificamos de “crítica”.

El Capítulo IV inicia la investigación de la crisis del sistema eléctrico argentino en la época de la Posconvertibilidad. Situamos la explicación de la crisis eléctrica en el tránsito de un modo de desarrollo (Convertibilidad, 1991-2001) a otro (Posconvertibilidad, 2002-...). Ese proceso de transformación muestra rupturas y continuidades respecto de la configuración del sector eléctrico originada con las reformas estructurales de 1992, que sintetizamos en el modelo de gestión privada. La pérdida del entorno operativo del régimen de acumulación de la Convertibilidad y, por ende, la estabilización de un nuevo modo de desarrollo nacional, desarticuló las pautas del arreglo institucional que había impulsado la construcción de un mercado eléctrico de competencia, la privatización de empresas públicas y la incorporación de nuevos agentes privados y un despliegue seguro y rentable de las inversiones. A partir de 2002, el escenario económico se trastoca en sus lineamientos estructurales, desmontando reglas y normas que privilegiaban a las inversiones del sector, modificando a la baja la tasa de la ganancia y, en consecuencia, sobreviene la crisis y la conflictividad entre los actores responsables de la gestión y el funcionamiento del sistema eléctrico. Se configura, ahora, un modelo de gestión de intervención pública sobre la organización preexistente de actuación privada. En este panorama, además, van a conjugarse otras complicaciones agudas, como el agotamiento de los hidrocarburos argentinos, la marcada ineficiencia en el uso de la energía y, más todavía, la contradicción de profundizar la dependencia hacia estos recursos escasos como solución cortoplacista a la urgencia que conlleva la crisis de abastecimiento. A su vez, las pretensiones de sostenibilidad energética mediante la diversificación de la matriz hacia el uso de fuentes renovables no convencionales o la aplicación de medidas de manejo eficiente de la energía, se ven fuertemente restringidas, auto-contenidas por el diseño regulatorio, la insuficiencia de normas de promoción y programas de inversión y desarrollo, la ausencia de señales de precios efectivas y la incertidumbre general sobre el estilo de crecimiento. Tanto en el análisis de la etapa de gestión privada como en la de intervención pública, efectuamos una lectura del desarrollo geográfico de la red eléctrica, que anticipa la consideración de los desequilibrios característicos del suministro de energía de la costa atlántica.

El Capítulo V contiene el estudio de caso de la costa atlántica bonaerense. Se trata de una situación de subdesarrollo microrregional que, como dijimos, deriva de la formación de una articulación geoeconómica crítica. La singularidad del comportamiento energético de la región determina una curva de carga difícil de administrar, ya que combina una demanda de alto nivel en relación al panorama nacional, producto del grado de urbanización que exhibe, con una marcada estacionalidad, producto de una intensa actividad turística que la convierte en el núcleo principal del turismo interno. Este problema regional típico es potenciado por el contexto de la crisis eléctrica nacional, que profundiza los inconvenientes de funcionamiento y desarrollo del sistema local. Debido a razones de interdependencia de las redes eléctricas, lo que se dice en el Capítulo IV acerca del proceso generalizado de la crisis a escala nacional constituye el marco ineludible de explicación de las manifestaciones a escala local. Pero son los condicionamientos regionales los que, en última instancia, le dan su forma concreta a las tensiones y desequilibrios propios del desarrollo localizado. Con respecto a esto último, nos

abocamos a la figuración de la crisis observando también las prácticas de territorialización de la red eléctrica que los actores ejecutan para asegurar sus particulares modos de existencia social en tanto partícipes activos de ese gran sistema técnico.

PRIMERA PARTE

SISTEMA ELÉCTRICO, CRISIS ENERGÉTICA Y ESPACIO: ARTICULACIONES TEÓRICO-CONCEPTUALES Y CARACTERIZACIÓN DE LA ERA ENERGÉTICA CONTEMPORÁNEA

El sistema eléctrico y la formación de crisis

Una situación de “crisis” supone la perturbación de las relaciones que se establecen entre los elementos del sistema eléctrico, llegando al punto conflictivo de comprometer su reproducción, y también supone una muy densa cadena de repercusiones problemáticas en la trama de vida social en la cual éste se inserta. Desde ya, no hay pretensiones de estudiar exhaustivamente esa complejidad, sino que la atención se centra en una selección de hechos que consideramos decisivos y, adicionalmente, en la inspección del carácter geográfico.

Pero, ¿en qué consiste, cómo se forma y cómo interpretar la evolución de las crisis eléctricas? Para responder a estos interrogantes conviene empezar señalando que existe una distinción de orden cualitativo entre lo que denominamos “sistema eléctrico” y “sector eléctrico”. El sistema eléctrico hace referencia a la totalidad organizada de los elementos y relaciones de la realidad que integran el complejo empírico objeto de atención. El sector eléctrico constituye el subsistema de la producción (generación-transporte-distribución) de la energía eléctrica. Acorde con la hipótesis general de esta investigación, la crisis eléctrica argentina nace primeramente como una crisis de capitalización en el sector eléctrico, para luego propagarse hacia los restantes elementos del sistema, perturbar de manera conflictiva las relaciones orgánicas entre dichos elementos y recrear formas de actuación y vinculación de los actores intervinientes con el lógico propósito común de evitar padecer y superar los efectos perjudiciales que la convulsión general le depara a cada uno de ellos.

Por lo tanto, la formación de la crisis electroenergética debe entenderse en principio desde el punto de vista de su epicentro, esto es, las relaciones económicas constitutivas del desarrollo sectorial. Esta aseveración de ningún modo excluye la consideración de factores adicionales o exógenos de alta relevancia que condicionan la sostenibilidad del sistema en su conjunto. Nos referimos, por ejemplo, a los inconvenientes de la escasez objetiva de ciertas fuentes de energía, al problema de las relaciones de dependencia o a las limitaciones de carácter histórico-estructural que sufren las economías subdesarrolladas, como la Argentina.

El recorrido de este primer capítulo comienza con la descripción del sistema eléctrico, donde se delimita el dominio material de su conformación, se explicitan su funcionamiento y su organización. Luego, se discute el significado de la crisis energética presentando algunas nociones afines que suelen emplearse en los discursos sobre la problemática de la energía. Seguidamente, abordamos las perspectivas que componen el marco teórico de la formación de la crisis energética. El capítulo finaliza con la exposición de características adicionales que es preciso tener en cuenta a la hora de indagar las formas de desarrollo en los servicios de infraestructura.

1.1. El sistema eléctrico como un “gran sistema técnico”

Los orígenes de la noción de “gran sistema técnico” se remontan a la obra de Thomas Hughes *Networks of power*, publicada en 1983 y dedicada a estudiar la evolución histórica y técnica de las redes de energía eléctrica de Estados Unidos, Alemania e Inglaterra durante el medio siglo comprendido entre 1880 y 1930. El autor usará la expresión “gran sistema tecnológico” (*large technological system*) para hacer referencia a sistemas de infraestructura de gran escala utilizados en el suministro de bienes y servicios (sistemas de transporte, telecomunicaciones, producción-transmisión-distribución de electricidad y gas, red de agua potable, etc.) que caracterizan la complejidad funcional de las sociedades modernas y que de forma creciente estructuran el ambiente construido (Hughes, 1983 y 1987).³ Además del propio Hughes, en la corriente de estudios de los grandes sistemas técnicos destacan los nombres de Alain Gras (1990 y 2001), Bernward Joerges (1988, 1996 y 1999), Renate Mayntz (1988 Y 2009), Todd La Porte (1991), Miguel Ángel Quintanilla (1998 y 2005), Jorge Linares (2008) y Lucien Sfez (1994 y 2005), entre otros.

La importancia histórica de los grandes sistemas técnicos es evidente: desempeñaron un rol central en el proceso de industrialización y en el desarrollo económico y ayudaron a producir cambios significativos en el estilo de vida; pero, además de los indudables efectos beneficiosos, tales sistemas también están originando problemas -externalidades negativas, fallas, desastres y problemas de gestión, control y coordinación (Mayntz y Hughes, 1988:5). De manera sintética, Todd La Porte advierte que las propiedades fundamentales de este tipo de sistemas técnicos se encuentran en su escala creciente, en la demanda intensiva de conocimiento, en el endurecimiento de los patrones de interdependencia funcional dentro de los principales sectores productivos o de servicios y en la expansión de las redes de cooperación y control (La Porte, 1991). Ninguna técnica particular se insertó en el sistema socioeconómico como un gran sistema tecnológico, tampoco se construyó como tal incluso cuando ésta llegara a mostrar una rápida difusión en los procesos de desarrollo industrial. El suministro de electricidad, por ejemplo, no nació preñado de una identidad de gran sistema técnico adjudicada *a priori*, este modo de existencia sólo se revela cuando la modernización capitalista alcanza un muy alto grado de socialización de las fuerzas productivas. Los grandes sistemas técnicos son, por lo tanto, una parte activa imprescindible del cambio cualitativo que, con diferentes ritmos y alcances, se da en todo el mundo, sobre todo, en la primera mitad del siglo XX.

¿A qué hace referencia específicamente la noción del “gran sistema tecnológico” con la cual Hughes se refiere a las redes eléctricas y otros sistemas de suministro semejantes? A pesar de que no proporciona una definición acabada, su significado puede restituirse con facilidad a partir de comentarios volcados en la Introducción de *Networks...*: un gran sistema tecnológico estaría constituido por componentes técnicos e institucionales interconectados por una red (estructura), que suelen estar centralmente controlados con el fin de optimizar su rendimiento y orientarlo hacia el logro de objetivos (Hughes, 1983:5-6). El autor asevera que los grandes sistemas técnicos tienen una “dinámica interna” determinada por factores intrínsecos del desarrollo tecnológico, pero que éstos son, a la vez, “artefactos culturales”, razón por la cual también debe prestarse suma atención a los recursos cambiantes y a las aspiraciones de los individuos, los grupos y las organizaciones de las sociedades que los construyen (Hughes, 1983:2). La conceptualización se completa con una serie de atributos

³ En todas las obras referenciadas en idioma extranjero, la traducción es nuestra.

comunes a la mayoría de enfoques de sistemas: orden jerárquico, interacción, influencia unidireccional en las relaciones de dependencia sistema/entorno, delimitación del sistema determinada por el alcance del control, propiedades emergentes y tendencia a incorporar el entorno en su interior con el propósito de eliminar las fuentes de incertidumbre.

En un trabajo posterior, Hughes ensayará una definición formal, indicando que un gran sistema tecnológico se orienta a la resolución de problemas complejos, relacionados en su mayor parte con el reordenamiento del mundo físico, de modos considerados útiles o deseables, y que alcanza sus metas utilizando medios disponibles y apropiados (2008:105). Respecto de las partes que lo integran, en dicha pesquisa detalla que un sistema de este tipo incluye: componentes técnicos (físicos), organizaciones (sociales), componentes científicos (libros, investigaciones, etc.), artefactos legislativos (normas) y recursos naturales (p.101).

En una mirada complementaria, el sociólogo Bernward Joerges definió a los grandes sistemas técnicos como “sistemas de maquinarias y estructuras independientes que realizan complejas operaciones de estandarización, más o menos fiable y predeciblemente, por el hecho de estar integrados con otros procesos sociales, y que son gestionados y legitimados mediante una racionalidad formal, impersonal e intensiva en conocimiento” (Joerges, 1988:23-24). Y agrega que: “[son] sistemas complejos y heterogéneos de estructuras físicas y maquinarias complejas que están materialmente integrados, o “acoplados”, a través de grandes extensiones de espacio y de tiempo; independientemente de las particularidades culturales, políticas, económicas y corporativas; y que sostienen el funcionamiento de un gran número de otros sistemas técnicos, cuya organización, de esa forma, queda ligada” (p.24).

Reivindicando la concepción de Hughes, el francés Alain Gras propuso la noción afín de “macrosistema técnico” (*macro-système technique*) para destacar el trasfondo político de las tecnologías de suministro de servicios a gran escala. En Gras *et al.* (1990) se define el macrosistema técnico poniendo el acento en la modalidad centralizada del control de los flujos, más que en el control en sí mismo. La combinación de elementos de esta clase de conjunto sociotécnico es similar a las antes vistas: a) un fundamento industrial, una máquina u objeto técnico determinado (la locomotora, la central eléctrica, etc.); b) un medio de distribución de flujos (red ferroviaria, red eléctrica, etc.) y c) una empresa para la gestión comercial de la oferta y de la demanda (prestador del servicio) (en Fari, 2006). Desde el punto de vista del rol social, los macrosistemas técnicos son estructuras que: i) transportan personas, señales o energía en todos los puntos de su espacio; ii) forman parte de un juego político a la vez externo (de enorme amplitud, dado que crean nuevos nichos y conectan usuarios suscitando nuevos comportamientos) e interno (incentivando la competencia entre grupos en el marco de la gestión del servicio) y iii) unen la red informacional con la red articulada en torno a un objeto técnico que constituye su razón de ser (en Sfez, 2005). Pero, sobre todo, los macrosistemas técnicos son redes que tienen una historicidad que hace de ellos “verdaderos instrumentos de conquista social” (Gras *et al.*, 1990) y que “forman parte de un nuevo sistema de poder” (Gras, 2001).

Finalmente, el filósofo español Miguel Ángel Quintanilla sostiene que en un sistema técnico deben identificarse los siguientes elementos: a) componentes materiales (materias primas, energía, artefactos); b) agentes (usuarios, operadores, controladores, gestores, etc.); c) estructura de relaciones de transformación (procesos físicos) y de gestión; d) objetivos o funciones y e) resultados, sopesados en relación a los objetivos (1998:4-5).

En síntesis, al pensar el sistema eléctrico como un gran sistema técnico, hemos de admitir que se trata de una entidad de naturaleza heterogénea y compleja (social y técnica),

que cumple una función específica indispensable para sostener el normal funcionamiento del orden técnico de las sociedades modernas, que es esencialmente una estructura en red duradera y extensa, que en él operan variadas fuerzas sociales y técnicas que gobiernan su dinámica y su evolución, que reúne una multiplicidad de actores y que, por todo lo reseñado, se ha convertido en un verdadero instrumento político.

1.2. Composición, funcionamiento y organización del sistema eléctrico

Habiendo expuesto el esquema conceptual de los grandes sistemas técnicos, estamos en condiciones de aplicarlo en la descripción del sistema eléctrico. Dividimos el apartado en tres secciones: composición (identificación de elementos) y funcionamiento (identificación de procesos técnico-productivos estandarizados) y modalidades de organización.

1.2.1. Composición

CUADRO Nº 2. *Composición del sistema eléctrico.*

CATEGORÍAS DE ELEMENTOS DEL SISTEMA TÉCNICO	ELEMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO	
Físico-técnicos	Infraestructura de la red eléctrica: centrales de generación, transformadores, torres y líneas de transmisión en alta tensión, torres y líneas de distribución en mediana y baja tensión y artefactos de protección, control y medición del flujo eléctrico (disyuntores, medidores, dispositivos de operación remota, etc.).	
	Equipamiento: herramientas; artefactos e insumos de operación, refacción y mantenimiento, vehículos de operarios, etc.	
	Instalaciones de gestión: centros de control, centros de atención al cliente, oficinas, talleres, etc.	
Actores	Agentes responsables del suministro y la gestión	Empresas: de generación, de transmisión, de distribución y de comercialización.
		Instituciones: organismos de control; entes reguladores; ministerios, secretarías y direcciones públicas; sindicatos; institutos y centros asesores; asociaciones de empresas; oficinas de defensa al consumidor; etc.
	Usuarios	Productivos: industriales, comerciales, rurales, mineros, otros.
		No productivos: residenciales, alumbrado público, entidades y dependencias estatales, otros.
Recursos naturales Y materias primas	Fuentes de energía (primaria y secundaria): hidrocarburos (gas y petróleo) y sus derivados (gasoil, diesel, fuel, etc.), carbón, agua (para generación eléctrica y funciones de vaporización, refrigeración y reacción), minerales radioactivos, viento, agrocombustibles, luz solar, etc.	
Normativa	Marco regulatorio y disposiciones complementarias, reglamentos de funcionamiento y seguridad, manuales de procedimientos administrativos y operativos, etc.	
Conocimiento	Información de flujos de la red, investigación básica y aplicada para el desarrollo de nuevas fuentes y para mejoramiento de la eficiencia energética, informes técnicos y estadísticos, planes de obras, planos de circuitos, cursos de capacitación, etc.	
Objetivo	Realizar el abastecimiento de energía eléctrica mediante las funciones específicas de producción, transmisión, distribución, gestión, planificación, comercialización y control.	

Fuente: elaboración propia.

La composición del sistema eléctrico puede leerse en la síntesis del Cuadro Nº 2, que amerita unos breves comentarios. Los componentes del sistema eléctrico se reconocen por producir interacción. No es un detalle exhaustivo, sino indicativo. Aún así, alcanza a mostrar con suficiencia los elementos de un sistema eléctrico típico. La tabla de siete variables fue confeccionada en base a los autores aludidos, pero, como podía esperarse, se han revisado denominaciones categóricas comunes para evitar confusiones y solapamientos. Algunas de las variables fueron desagregadas en subelementos para ganar en nivel de instrucción. Es oportuno hacer notar que, en el plano de las relaciones sociales, el macrosistema eléctrico envuelve a todos los actores de la cadena eléctrica, desde los de la producción hasta los del consumo, pasando por los agentes de la gestión. Como dijimos, esto marca una diferencia en relación a otros contextos discursivos que entienden por “sistema eléctrico” únicamente al sector eléctrico, o sea, al sector de la industria dedicado a producir, transportar y distribuir la electricidad. Además, junto a los “recursos naturales” -tal como los llama Hughes- se han agregado de forma explícita las “materias primas”, aunque ambas denominaciones sólo apuntan a cubrir los insumos energéticos utilizados en la generación de la electricidad y no la totalidad de insumos secundarios requeridos en el proceso productivo.

1.2.2. Funcionamiento

En cuanto al funcionamiento, se identifican los procesos técnicos y productivos que Bernward Joerges llama “operaciones de estandarización” y Miguel Ángel Quintanilla incluye dentro de la “estructura de transformación” y que al realizarse normalmente constituyen la función mediante la cual el sistema eléctrico cumple con el objetivo de reordenamiento del mundo físico en la calidad de subsistema social. Las actividades y relaciones funcionales que le otorgan significancia social al sistema eléctrico son las que conciernen al proceso íntegro de producción de la electricidad, desde la producción propiamente dicha hasta el consumo en los distintos órdenes y partes que componen el sistema socioeconómico.

El proceso productivo de la electricidad está compuesto por tres etapas: generación, transmisión y distribución. La electricidad es generada en las centrales eléctricas a partir de la conversión de la energía almacenada en las fuentes de energía primaria (fuerza hidráulica, carbón, vientos, radiación solar, biomasa, etc.) o secundaria (derivados del petróleo y el gas, energía nuclear, biocombustibles, etc.). El análisis del desarrollo eléctrico no puede llevarse a cabo debidamente sin poner a la vista la evolución de estados de los *inputs* energéticos del segmento de la generación, así como de las interrelaciones directas e indirectas con otros sectores energéticos. Por la altísima significancia que ha tomado esta cuestión en las últimas décadas, el capítulo siguiente va dedicado especialmente al tema de las fuentes.

En los distintos eslabones de la cadena eléctrica, los parámetros físicos del flujo de electricidad son modificados y estandarizados para su manipulación. Esas transformaciones físicas consisten, básicamente, en la elevación de la tensión para facilitar la transmisión a gran distancia, desde los puntos de generación hasta los puntos de conexión de las redes de distribución, y en los rebajes sucesivos de la tensión para que la energía sea entregada a los usuarios finales según sus particulares requerimientos de consumo. Si todas las etapas del proceso íntegro de trabajo están a cargo de una misma empresa se hablará de integración vertical, si existieran diferentes empresas para realizar cada una de las etapas, el proceso se encontrará verticalmente desintegrado.

La electricidad es una mercancía que posee un costo de producción compuesto por los costos de generación, transmisión, comercialización y distribución. El vínculo entre la empresa encargada de la distribución y el usuario final tiene la forma de una “relación de servicio público” en la que el usuario retribuye a la empresa mediante un pago por la energía requerida al valor de tarifa regulada pertinente a su categoría o a un precio que es pactado libremente con un agente del mercado. La remuneración de las transacciones comerciales entre las empresas del sector se efectúa de acuerdo con diversos criterios de formación de precios.

El conjunto de las actividades productivas (generación, transmisión y distribución) da lugar al “subsistema de la oferta”; esto es, la estructura del ámbito productivo coincidente con el sector eléctrico y sus tres segmentos. La etapa del consumo origina el “subsistema de la demanda”, es decir, el subconjunto de los usuarios de la red eléctrica. Los requerimientos técnicos de la demanda de energía de los usuarios son determinados por su ubicación en el sistema social, pudiéndose clasificar en función del tamaño de su demanda de potencia (pequeños usuarios, medianos usuarios o grandes usuarios) y en función del uso al que se destina la energía (uso productivo o uso residencial). Hablar de subsistemas de la “oferta” y la “demanda”, lo hacemos desde el punto de vista de la relación de servicio. Desde luego, al interior del sector productivo existen relaciones comerciales de oferta y demanda a un nivel mayorista.

Un rasgo común de los sistemas eléctricos actuales se halla en el hecho de que la prestación del servicio se realiza en condiciones de monopolio natural⁴. Significa esto que los usuarios conforman un mercado cautivo que interactúa físicamente con la misma y única empresa. Este diseño admite que solo una porción minoritaria de los usuarios disponga de la posibilidad de emanciparse del cautiverio y comprar energía directamente a los generadores o a algún agente comercializador en función de su nivel de consumo y de la existencia de la infraestructura necesaria para ser suministrado.

Los usuarios no son pasivos ni activos en sí mismos, su rol está condicionado por las dinámicas del sistema. A modo de regla general, se tiene que en condiciones normales de abastecimiento, éstos desarrollarán un rol de consumidor más bien pasivo, mientras que al darse las condiciones opuestas (críticas, insatisfactorias) sobrevienen acciones de reclamo, resistencia y conflicto y el usuario se comporta de manera activa. Por otra parte, dada su alta participación relativa en el mercado de consumo, los grandes usuarios tienden a asociarse y a funcionar como un sujeto colectivo formal del sistema que incide permanentemente en su regulación.

La red eléctrica representa el elemento fundamental en la estructuración económica del sistema eléctrico, dado que ésta conjuga el subsistema material de infraestructuras que reúne a los artefactos necesarios para concretar el proceso productivo en todas sus etapas, con el subsistema social que la anima. La red no se extralimita al funcionamiento técnico, ambos subsistemas están asociados de forma simbiótica. La morfología y la topología de las redes eléctricas obedecen a los niveles jerárquicos de tensión, al estadio de evolución del sistema y a su relación orgánica con los territorios en los que se insertan. En la mayoría de los casos, las redes eléctricas poseen formas híbridas que, en función del grado de desarrollo y del estilo tecnológico, combinan esquemas mallados, radiales y cierres en anillo.

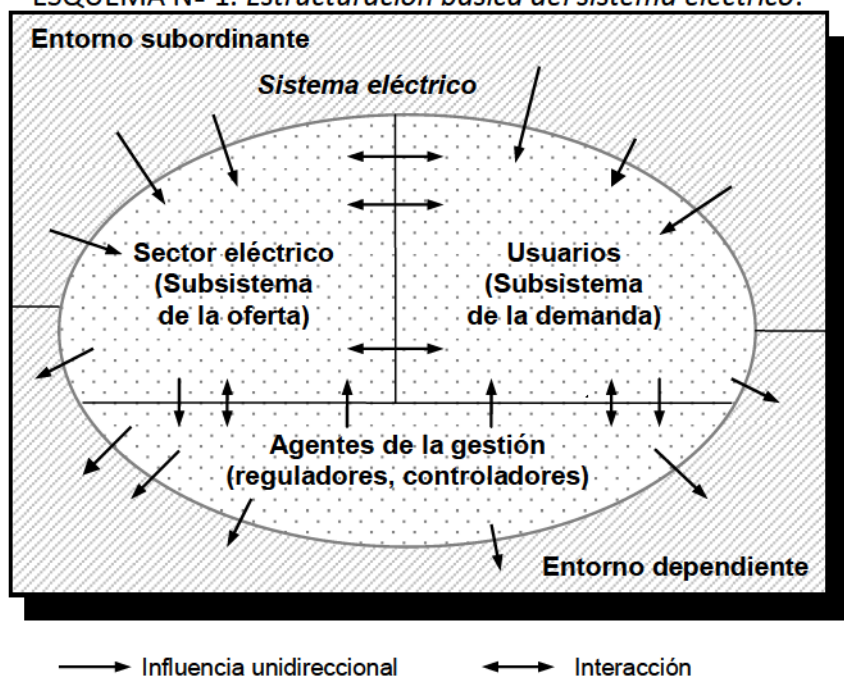
⁴ Un monopolio se califica como “natural” cuando la provisión de un bien o de un servicio alternativo -en este caso, mediante la construcción de una red paralela- no es técnicamente y/o económicamente inviable (Walter y Senen, 1998:37).

Para que la demanda y la oferta de electricidad puedan vincularse adecuadamente es exigida una coordinación que opere de forma constante siguiendo la evolución horaria de las curvas de carga. En el segmento de distribución, son las propias empresas encargadas del servicio las que controlan los expendios de energía, programando y solicitando aumentos o disminuciones de la potencia en función de la evolución de la demanda de los usuarios. En el caso de las relaciones comerciales internas al subsistema de la oferta -si así los hubiera-, el control lo ejerce un organismo nacional o regional o un operador del mercado.

La información juega un papel relevante en el funcionamiento del sistema eléctrico: las empresas e instituciones requieren informaciones precisas para garantizar un correcto funcionamiento de la red, las empresas líderes producen innovaciones tecnológicas que les permiten lograr mayor eficiencia energética y/u obtener mayores ganancias, los programas de uso racional de la energía requieren de los usuarios y las empresas la internalización de prácticas sustentables, etc.

El funcionamiento del sistema es dependiente de ciertas variables que escapan a su control (meteorológicas, económicas, políticas, etc.). Estas variables representan el entorno subordinante. Asimismo, hay un entorno dependiente sobre el que ejerce una influencia unidireccional. Por su condición de gran sistema técnico, prácticamente todas las actividades y procesos materiales de la sociedad dependen del aprovisionamiento de la electricidad y de la estandarización de los parámetros técnicos que éste impone a los artefactos eléctricos. Hughes afirma que los grandes sistemas tecnológicos evolucionan tendiendo a incorporar en su interior el entorno para reducir la incertidumbre, lo que se refleja particularmente en los aspectos puramente técnicos del sistema.

ESQUEMA Nº 1. Estructuración básica del sistema eléctrico.



Fuente: elaboración propia.

1.2.3. Modalidades de organización

Los sistemas eléctricos admiten diferentes modelos de organización para funcionar y cumplir con sus objetivos, dependiendo del contexto histórico y geográfico, de tradiciones y mentalidades nacionales y regionales y de las opciones técnicas disponibles. Hay diversos criterios de clasificación de los modelos de organización, pero todos compendian aspectos de la dimensión económica y la dimensión político-institucional del sistema, o una mezcla de ambas. Nos limitamos a unos comentarios preliminares y ampliaremos algunos puntos en el Capítulo IV.

Desde el punto de vista de la organización económica, las configuraciones resultantes se basan en cuatro grados de libertad del mercado: monopolio, monopsonio, competencia mayorista o libre elección para todos los consumidores. El monopolio reconoce niveles de integración vertical y horizontal total o parciales. Los otros tres modos, en cambio, parten de la premisa de una necesaria desintegración.

Un segundo criterio de organización lo constituye el tipo de propiedad prevaleciente de las empresas del sector: pública, privada, mixta o cooperativa. Según el tipo de actor que predomina, se definirán orientaciones; sistemas de toma de decisiones; normas regulatorias; modos de coordinación, control y planificación; grados de responsabilidad e instituciones específicas (CEPAL, 2003; Pérez, 2009).

También el nivel jurisdiccional a cargo de la gestión es un criterio organizativo. Así, cada uno de estos modelos puede darse en forma centralizada (nacional) o descentralizada (regional, provincial, local). Por último, cada tipo va asociado implícitamente a características particulares de funcionamiento (lógicas de desarrollo, tipos de transacción, mecanismos de asignación y distribución de los recursos, mecanismos de mediación entre partes, etc.).

1.3. Discusión sobre el significado de “crisis energética”

El fenómeno de la crisis energética tiende a hacerse evidente bajo la apariencia de un desequilibrio en la relación funcional y comercial que se establece entre los subsistemas de la oferta y la demanda. El modo más habitual de concebir ese desequilibrio se encuentra en la insuficiencia de la oferta de energía requerida por las distintas esferas del consumo. Así, por ejemplo, un estudio sobre la situación energética latinoamericana emprendido en la década de 1970 por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), relevaba siete concepciones distintas de la crisis de la energía, seis de las cuales hacían referencia directa a problemas vinculados con la escasez material y económica de los recursos y/o productos energéticos y la consiguiente elevación de sus precios (CEPAL, 1975).⁵ Este sentido general de la crisis goza de amplio consenso en la comunidad de especialistas.⁶

Torre Fernández del Pozo y Palacios Súnico (2007:69) comparten la definición de la crisis energética como “un desajuste temporal entre la oferta y la demanda de energía” pero ofrecen una visión ampliada, un “doble enfoque”, donde la ruptura del equilibrio puede

⁵ La séptima y última interpretación de la crisis energética contenida en dicho estudio la reconocía como un problema de contaminación ambiental ligada a la fuerte dependencia del petróleo y el carbón (CEPAL, 1975). No nos ocuparemos mayormente de la dimensión ambiental de la energía, aunque se incluyen comentarios en el capítulo siguiente.

⁶ Visiones similares pueden encontrarse, por ejemplo, en Freeman (1976), Williams y Alhajji (2003) o Collins (2013). Para una definición operativa de mayor rigurosidad técnica, ver Cont y Navajas (2004).

inclinan el peso de la crisis hacia cualquiera de los dos polos de la relación comercial: en un caso, la oferta es superada por una demanda que no puede satisfacerse y tiende a provocar una elevación abrupta de los precios; en el otro, se produce un exceso de la oferta que ocasiona un derrumbe de precios y perjudica el desarrollo del sector. A la luz de la historia reciente, estos autores señalan que la idea usual de crisis energética se corresponde con la de primer tipo, cuyo desencadenamiento ocurriría cuando los tirones alcistas de la demanda impulsados por el crecimiento económico no van acompañados de incrementos paralelos en la producción (*ibíd.*).

Si tomamos el criterio de la temporalidad, que establece una estrecha relación con la profundidad de los avatares y las soluciones político-técnicas que deberían encararse para superarlas, las crisis energéticas pueden clasificarse en *coyunturales* y *estructurales*. Una crisis es coyuntural cuando el inconveniente que origina la interrupción del suministro tiene un carácter transitorio, disipándose en algunas semanas y dentro del marco de gestión en el que funciona el sistema energético, pudiendo obedecer el desequilibrio a diferentes causas internas o externas; en cambio, las crisis estructurales son situaciones que exigirían años y reformas profundas para dar una salida definitiva (Lapeña y Olmedo, 2004).⁷

Estas interpretaciones son correctas, pero cabría completarlas con ciertas precisiones sobre el sentido de la temporalidad de las acciones. Sucede que no expresan del todo el comportamiento dinámico de las variables económicas -oferta y demanda de energía- que se combinan “críticamente” para dar lugar a la formación gradual del desequilibrio. Son, más bien, interpretaciones basadas en una mirada estática del sistema en el cual la crisis queda determinada por un estado real de desequilibrio, dejando a un lado las tendencias evolutivas de las variables que prefiguraron la seguidilla de estados de riesgo y emergencia que, ya en sí mismos -en nuestra opinión- son parte de una crisis energética. La *emergencia energética* es, en el caso de que las perturbaciones estructurales no puedan ser disipadas, el estado latente de una situación en la cual, por una alteración sensible o un freno en el ritmo de desarrollo sectorial, se presupone que no logrará satisfacerse la totalidad de la demanda de energía en un tiempo relativamente inmediato. La emergencia anuncia una probabilidad mayor a la normal de que se produzcan “eventos de falla” (inconvenientes técnicos en el funcionamiento de la red) por efecto de las trabas interpuestas al desarrollo, incluyendo el *colapso* completo del sistema.

Por lo tanto, la crisis energética no es solamente el estado real de escasez de energía e interrupción del suministro, sino la totalidad del proceso que va desde las perturbaciones incontroladas y duraderas que comprenden el estado virtual de escasez material de energía, la alteración del funcionamiento normal y socialmente deseable del aprovisionamiento y el estado manifiesto de desbalance al que conduce la cadena multicausal de eventos.⁸

Para el imaginario colectivo, la manifestación más visible de estas circunstancias en el sistema eléctrico se halla en los “cortes de luz”, que tienen su versión más dramática en los llamados “apagones”, interrupciones del servicio en la totalidad o en una gran extensión del área de prestación. Un historiador de la tecnología como David Nye, define los cortes de luz como una “interrupción en el flujo del tiempo social” (Nye, 2010:3) y sugiere que “la ciudad a oscuras se convierte en un nuevo tipo de espacio social” (p.6). Además de los cortes del

⁷ La clasificación de Lapeña y Olmedo (2004), en verdad, considera tres clases. Aquí no tomamos en cuenta las “crisis accidentales”, trastornos del abastecimiento que durarían horas en resolverse, ya que las integramos dentro de la noción de “falla” o “disfuncionalidad”.

⁸ Charles Garrison (1981) sugiere ver la crisis energética como un “proceso social”, como una “secuencia de acontecimientos”.

suministro, entre las fallas de la red también hay que considerar la baja calidad del producto, que hace referencia a la entrega de un flujo eléctrico apartado de los valores mínimos y máximos de tensión y de frecuencia (FUNDELEC, 2004). La conservación de esos parámetros físicos de la electricidad es requerida para el correcto funcionamiento de los distintos artefactos que desempeñan el rol de satisfactores de necesidades sociales. Ciertos niveles de fluctuación pueden ser difíciles de percibir para el usuario común, pero no dejan de ser efectivos para provocar daños y roturas.

Hay *disfuncionalidad*, pues, cuando un gran sistema tecnológico se ve imposibilitado de cumplir parcial o totalmente con sus funciones y objetivos sistémicos, que pueden no coincidir con los objetivos específicos de particulares actores. Para el sistema eléctrico, la disfuncionalidad hace referencia a las dificultades de realización del suministro de la energía en una o varias etapas del circuito productivo en los estándares normados. Es decir que nos encontramos en una sección del análisis que, en los términos de Quintanilla, coteja objetivos y resultados del sistema técnico.

Ahora bien, pese a que disfuncionalidad y crisis están íntimamente vinculadas, a tal punto que en determinados discursos extremos una y otra llegan a tomarse como idéntica cosa, la disfuncionalidad no siempre es una cara visible de la crisis energética, ni toda crisis energética necesariamente desencadena la disfuncionalidad. Invirtamos los términos de la ecuación: la crisis del sistema eléctrico puede perdurar por algún tiempo sin hacer ostensible la disfuncionalidad, de la misma manera que la disfuncionalidad puede darse en condiciones favorables para el desarrollo del sistema técnico. El hecho de que crisis y disfuncionalidad sean fenómenos que poseen una relativa autonomía de existencia es una característica de alto interés en el estudio del desarrollo de los sistemas eléctricos.

Es importante declarar que la disfuncionalidad es una vicisitud que se encuentra en la superficie de la crisis, no en el fondo. En la «apariencia» y no en la «esencia». Pero, dada la cualidad de gran sistema técnico que reviste el suministro eléctrico, es comprensible que el humor social sea muy sensible a las fallas del funcionamiento y que la percepción de unos cambios más o menos marcados en los estándares de calidad de la prestación del servicio enrarezca las relaciones de gestión contenidas en el triángulo empresa-estado-usuarios, de modo tal que esas condiciones contribuyan significativamente a explicar el desarrollo real de la crisis energética. La reproducción del sistema de relaciones orgánicas del sistema eléctrico dependerá del tipo de crisis manifiesta -evaluada según duración, profundidad, niveles de riesgo, etc. Las perturbaciones pueden contenerse y la estructura del sistema reestabilizarse. Pero, llegado el caso, la intensidad de las perturbaciones podrá forzar una reestructuración del sistema eléctrico y adoptar una nueva configuración estable.⁹

Por lo tanto, la calificación de desempeño del sistema energético deberá efectuarse simultáneamente en dos frentes, uno *sincrónico* (examen actual del suministro) y otro *diacrónico* (evaluación prospectiva), es decir, sopesando la evolución en paralelo de la oferta y la demanda de energía, colocando la atención en sus respectivas temporalidades. Si nos atenemos al sistema eléctrico, en el que el suministro del servicio depende de la existencia de una red física de escala, es obvio que los agentes responsables deben planificar y ejecutar con antelación suficiente las obras de infraestructura que requieren plazos de varios años, previendo horizontes más o menos distantes.

⁹ Luego de analizar la historia del servicio eléctrico en la región metropolitana de Buenos Aires, Pérez (2009) concluye que el cambio en el sistema de relaciones es inducido específicamente por una crisis del modelo de gestión.

Con matices, estas nociones afines de la crisis energética son puestas en juego en prácticamente la totalidad de las prácticas discursivas que conforman su espectro analítico. Restaría mencionar una vertiente ampliamente difundida que emparenta la crisis energética con la “crisis ambiental”. Lo dicho permite dejar en claro que circunscribimos el concepto de crisis energética a su naturaleza prioritariamente económica, considerando que el análisis de la dimensión ambiental de la energía posee un estatuto epistemológico y teórico diferente que exige una construcción alternativa del campo semántico. Para maximizar la capacidad analítica de los enfoques sobre la problemática integral energético-ambiental creemos que es conveniente conservar la distinción de significado de uno y otro fenómeno. No estamos sugiriendo con ello que la dimensión ecológica de la energía deba abolirse completamente del estudio de la crisis energética; por el contrario, nos concentramos selectivamente en las líneas analíticas de la ecología directamente implicadas en el problema de la producción energética. El criterio unificador y organizador de las posturas que integran el marco teórico sobre la naturaleza y la formación de las crisis energéticas es, como veremos a continuación, la construcción de la escasez.

1.4. Perspectivas teóricas de la crisis energética

1.4.1. La escasez, un concepto organizador

La escasez es siempre relativa, ya que es consecuencia de la comparación entre una demanda y una oferta en el mercado de determinados bienes con independencia de sus respectivos niveles absolutos. En el pensamiento neoclásico, el divorcio entre la ‘física del mundo’ y la ‘economía del mundo’ da lugar a sendas concepciones de la escasez. La *escasez subjetiva* resulta de relacionar las disponibilidades con las nociones movilizadas de necesidad o deseo que se tenga de ellas, mientras que la *escasez objetiva* considera las cantidades limitadas de recursos de que dispone el hombre en su entorno accesible (Naredo, 1996:234-235). Esta discrepancia da una primera pauta de clasificación de teorías de las crisis.

En un segundo momento, las crisis pueden clasificarse según el punto de vista del componente de la relación de intercambio que es priorizado en el análisis de la escasez. Así, se obtienen perspectivas analíticas *desde la oferta* y *desde la demanda*. Si cruzamos, ahora, ambos criterios, tal como muestra el Cuadro Nº 3, obtenemos la siguiente clasificación:

CUADRO Nº 3. *Clasificación de fenómenos de escasez.*

Punto de vista del análisis	Tipo de escasez	
	Subjetiva	Objetiva
Oferta	Escasez subjetiva de oferta	Escasez objetiva de oferta
Demanda	Escasez subjetiva de demanda	-

Fuente: elaboración propia.

La “escasez objetiva de demanda”, tal como fue tomado el significado de lo objetivo, es una combinación lógicamente imposible que dejamos fuera del dispositivo. Cada una de las tres combinaciones válidas ilumina determinadas áreas problemáticas del sistema y está apoyada en supuestos específicos, derivados de las proposiciones teóricas de rango superior

que definen las corrientes de pensamiento económico y sociológico a las cuales aquéllas adscriben y que prefijan el rastreo de los factores explicativos en situaciones concretas.

Por la gran amplitud de este debate, que sobrepasa en mucho los alcances de la tesis, aquí nos dedicamos a repasar las posturas que creemos más adecuadas, en cuanto al juicio de su consistencia interna y con relación a las particularidades del objeto que pretende explicarse.

1.4.1.1. La crisis eléctrica en la lógica de la acumulación sectorial

Dando por convalidada la afirmación de que las actividades del proceso productivo de la electricidad se realizan según formas capitalistas de producción o son forzadas a funcionar aceptando reglas de valorización del capital por medio del efecto expansivo y unificador que el intercambio de las mercancías crea en su desarrollo, la crisis del sector eléctrico pasa a ser entendida como una «crisis de capital». El punto de partida de esta explicación de la escasez subjetiva centrada en la oferta-producción se aloja, por lo tanto, en la *lógica del capital*. Este análisis, además, supone constante la disponibilidad de materias primas energéticas.

La lógica del capital consiste en la acumulación del capital, o reproducción ampliada. La circulación del capital tiene por objetivo acrecentar el valor del dinero adelantado en la producción (D) y obtener una ganancia (ΔD). El interés del empresario en cuanto capitalista radica en la razón entre la ganancia y el capital invertido en la producción (Marx, 1971a:58). Lo decisivo no es el monto de la ganancia, sino su relación con la cantidad utilizada para generarla. Esta proporción es la “tasa de la ganancia”, designada como $g = p/(c + v)$; donde c: capital constante, v: capital variable y p: plusvalía (ganancia). En términos dinerarios, g se trataría de la fracción $\Delta D/D$. La evolución de la tasa de ganancia, en la medida en que dicha variable resume el conjunto de las contradicciones fundamentales se mantiene como un elemento decisivo en el abordaje de las crisis de cualquier especie (Mandel, 1983).

Si la tasa de la ganancia desciende, el capitalista reconsiderará inmediatamente la conveniencia de lanzar su dinero a la circulación (Sweezy, 1973:158). La fluctuación a la baja plantea dos escenarios. En el primero, Sweezy considera indistintamente la desaparición de la ganancia (g nula) o la inversión de su signo (g negativa), como condiciones que eliminan por completo el incentivo de la producción capitalista. Este es un caso extremo que resulta de una depresión muy severa que no puede usarse para explicar el comienzo de la crisis. En el segundo escenario, la tasa de ganancia desciende pero todavía permanece positiva. La crisis ocurriría aún cuando la ganancia no es eliminada. Según Marx (1956:27), se trata de reponer el valor del capital invertido con la cuota usual de ganancia. Por su poder ilustrativo, transcribimos de manera casi completa el pasaje en el que Sweezy describe los movimientos del capital en las condiciones planteadas por el segundo escenario:

“Tan pronto descienda la tasa de la ganancia por debajo del nivel ordinario, comenzará una reducción de las operaciones de los capitalistas. (...). Debido a la naturaleza misma del proceso de la circulación, cada capitalista individual tiene que escoger de continuo entre dos líneas de acción alternativas: debe devolver un capital a la circulación o conservarlo en su forma de dinero. A la larga, es verdad, esta [segunda] alternativa no existe; si quiere continuar siendo un capitalista, más temprano o más tarde tendrá que reinvertir su capital. Pero esto no significa que deba reinvertir su capital inmediatamente, ni tampoco que deba seguir reinvertiendo siempre su capital en la misma línea de producción. (...). Sin embargo, si la tasa de la ganancia desciende más allá del nivel ordinario en todas o casi todas las industrias al mismo tiempo,

nada puede ganarse con pasar de una a otra. Cuando esto sucede, los capitalistas no están obligados a seguir reinvertiendo bajo condiciones que deben considerar como desfavorables; pueden posponer la reinversión hasta que las condiciones sean favorables otra vez, es decir, hasta que la tasa de la ganancia alcance de nuevo el nivel ordinario, o bien hasta que se hayan resignado a una nueva y más baja norma de la tasa de la ganancia” (Sweezy, op.cit., p.159).

El ritmo de movimiento de la economía incide en la emergencia de los obstáculos a la acumulación. “Los cambios lentos en la tasa de la ganancia difícilmente son pertinentes al problema de las crisis, ya que a la larga las ideas de los capitalistas sobre lo que es normal cambian también” (p.166). Por lo tanto, es preciso que los cambios desfavorables en las condiciones del proceso de circulación se den con cierta brusquedad para originar una crisis, modificando repentinamente las condiciones de valorización del capital sobre las que yacen las decisiones de la inversión. Sweezy concluye que: “la crisis capitalista es una interrupción del proceso de la circulación provocada por un descenso en la tasa de la ganancia más allá de su nivel ordinario” (p.160).

En el conjunto o en una o pocas ramas económicas, nunca hay estancamiento total de la circulación del capital, sino parcial. Pero en la óptica de los capitales individuales, se dan respuestas diferenciadas: algunas unidades productivas quiebran; otras sobreviven en base a una reproducción simple, resignando transitoriamente expectativas de apropiación de utilidades y sirviéndose de mecanismos de contención (subutilización de la capacidad productiva, posposición de tareas de mantenimiento, crédito, despidos, cese de tareas, etc.); un grupo menos expuesto ve mermar la tasa de ganancia sin que ello impida la reproducción ampliada; y, por último, existen empresarios que se benefician por la crisis acaparando las porciones de mercado creadas por el cierre de unidades menos competitivas (Luxemburg, 1913). En el sector eléctrico no hay viabilidad de cierre de las unidades de distribución y de transmisión expuestas a la crisis, dado que prestan un servicio básico a la población, pero sí es posible la resignación de contratos o el cambio de manos de las unidades económicas a nuevos agentes (reprivatización o estatización).

Si vinculamos este concepto de la crisis de capital con las nociones primigenias de la crisis energética, podremos reinterpretar la crisis del sistema eléctrico, desde un enfoque centrado en la producción-oferta, como una situación de escasez energética -con todos los efectos que suelen acompañar a dicho fenómeno complejo- provocada por una interrupción forzosa en el proceso de acumulación del sector, debido a una repentina caída de la tasa de la ganancia. Este panorama plantea una verdadera paradoja, ya que los grandes sistemas técnicos, más que cualquiera otra rama de la producción, no deberían librarse a la crisis durante un tiempo prolongado porque tal estado de cosas corroería rápidamente al resto de los procesos de la producción y la reproducción social. Las estrategias de degradación de las condiciones materiales y sociales de la propia producción que ejecutan los empresarios a nivel individual para defender o recuperar ganancias conlleva la aparición de crisis de costos (O'Connor, 2002). Es así que se torna imprescindible activar mecanismos que reequilibren el macrosistema y aseguren su reproductibilidad.

La exposición teórico-conceptual lleva implícito el método analítico, que se basa en el escudriñamiento de los factores que influyen en las condiciones de valorización del capital a nivel microeconómico, lo que puede conseguirse de una forma tanto más satisfactoria superponiendo distintas instancias analíticas. Las fuerzas que operan inmediatamente sobre la tasa de la ganancia se identifican en la lectura de su fórmula. Es evidente que la ganancia, el valor de los medios de producción y el valor de los salarios son los factores que controlan la tasa de ganancia. La primera lo hace en relación directamente proporcional, el segundo y

el tercero en razón inversa. Cualquier alteración de valor en tales factores tendrá un impacto directo en *g*. En este sentido, debe aceptarse que cambios bruscos desfavorables a la inversión y la rentabilidad en el entorno operativo originarán una caída en *g*, llevando a las empresas del sector o de alguno de sus segmentos a la crisis. Visto al revés, a los vaivenes del mercado o a las políticas de reestructuración del contexto económico se le atribuirían las causas inmediatas de las crisis que se registran a nivel micro, siendo posible discriminar factores particulares (apreciación de insumos, negociación salarial sectorial, etc.) y generales (tipo de cambio, inflación, acceso al crédito, etc.).

En sectores estratégicos como el eléctrico, sujeto a regulaciones de distinta índole en función del modelo de gestión y el diseño regulatorio escogido, la lógica de la acumulación sectorial también contempla la valorización económica diferencial de las actividades. Ciertos segmentos o actividades que no son debidamente estimulados sufrirán un retraso relativo que, con suma probabilidad, afectará a las demás partes del sistema eléctrico. Esta falta de estímulo al desarrollo podrá deberse a diferentes causas específicas: fallas en el arreglo institucional, incorrecta emisión de señales económicas, alto riesgo de inversión, etc.

1.4.1.2. La crisis eléctrica en la lógica de la sostenibilidad

El verdadero problema de escasez objetiva de la energía se vislumbra cuando el *stock* de recursos naturales estratégicos no renovables comienza a dar indicios de agotamiento. El capítulo siguiente se ocupa de demostrar empíricamente la realidad de escasez objetiva de los hidrocarburos, principal fuente de energía moderna, que caracteriza a la era actual. Aquí desentrañamos algunas ideas generales a nivel teórico y conceptual calificando a la crisis del sistema eléctrico desde la perspectiva de la *sostenibilidad*. Tratamos, ahora, con una visión dual de la crisis, ya que involucra por igual al control de la oferta y de la demanda de energía.

La cuestión de la sostenibilidad y el *desarrollo sostenible* fue ganando terreno en los ámbitos científico-tecnológico, económico y de tomadores de decisión a medida que se fue reconociendo la magnitud de los principales problemas ambientales (calentamiento global, cambio climático, contaminación del aire y las aguas, deterioro de los suelos, etc.) y que las crisis del petróleo de la década de 1970 impactan con fuerza en las economías centrales. A nivel institucional, puede decirse que el tema empieza a instalarse a partir de 1972, con la celebración de la Conferencia de la Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente Humano en la ciudad de Estocolmo y, cobra un fuerte impulso, sobre todo, con la publicación del *Informe Brundtland* en 1987, donde se presenta la definición de desarrollo sostenible como “aquél que satisface las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades” (Naciones Unidas, 1987). En la formulación oficial quedan unidas las ideas de “necesidad” y “limitación” (Gutiérrez Bastida, 2011), pretendiendo orientar la reflexión sobre los aspectos ético y ecológico de la conducta humana en relación al uso de los recursos finitos, pero también frente al uso indiscriminado de los recursos renovables.

Si bien la complejidad y seriedad del tema encendió un amplio debate, en el que se esgrimen posiciones divergentes y antagónicas acerca de las causas de la insostenibilidad; los alcances del concepto; las posibilidades y límites de la acción política; la responsabilidad social diferencial, los objetivos y metas y las propuestas y estrategias de operacionalización de las directrices conducentes a la sostenibilidad, ciertos denominadores comunes básicos han sido aceptados por las comunidades científica y política como preceptos indelegables a

partir de los cuales cabría encauzar las lógicas de actuación de los agentes sociales. En este sentido, la sostenibilidad es el núcleo de una abarcativa construcción paradigmática.

La sostenibilidad debe entenderse como un proceso multidimensional. En la versión más difundida -el *Informe Brundtland*- la sostenibilidad es tridimensional; simultáneamente económica, social y ambiental. En cuanto al marco normativo de la sostenibilidad, junto al citado principio ético de la *equidad intergeneracional*, se proponen otros tales como los de *substituibilidad*, *irreversibilidad cero*, *emisión sostenible*, *selección sostenible de tecnología*, *consumo responsable*, *ecoeficiencia*, *biomímesis* y *precaución* (Riechmann, 2005).

Frente a la situación de escasez objetiva de la energía, la óptica de la sostenibilidad plantearía el interrogante de cómo vincularnos utilitariamente con los recursos energéticos que existen en cantidades limitadas de manera tal que podamos seguir disponiendo de ellos continuamente para satisfacer los requerimientos sociales y/o desarrollar alternativas que habiliten los sustitutos adecuados y ambientalmente aceptables para cumplir con esos fines. Además, ello debe hacerse obedeciendo a un propósito socioeconómico doble: (i) evitar la pérdida del nivel de vida y confort de los sectores sociales que alcanzaron un determinado progreso material e (ii) incluir en esa transición a aquellos sectores postergados que aún no disfrutaban de condiciones dignas de existencia. La gestión de un sistema energético que se muestra indiferente a las constricciones biofísicas del desarrollo material, que aletarga o que incluso resiste la adopción de soluciones tecnológicas basadas en la explotación racional de fuentes renovables, que no logra articular los medios necesarios para viabilizar soluciones, entre otras deficiencias, en menor o mayor medida, será un *sistema insostenible*.¹⁰

Para superar los cuellos de botella que crea la escasez física de recursos energéticos agotables y atenuar los impactos ambientales derivados del altísimo nivel de producción y consumo de energía del mundo contemporáneo, el desarrollo y la gestión de los sistemas energéticos sostenibles se guían por criterios de *uso racional* de los recursos (García, 1997). Los objetivos primordiales que articula la estrategia de desarrollo energético sostenible son, básicamente, dos: la *conservación de la energía* -sobre todo, la agotable de origen fósil- y el aprovechamiento del potencial de las *energías renovables no convencionales* (eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, etc.).

Incorporar nuevas fuentes a la cesta de los recursos exige esfuerzos en innovación y desarrollo de tecnologías aceptables de conversión, almacenamiento y manipulación de la energía en unas proporciones significativas. Para cumplir con esta misión es indispensable implementar políticas de fomento de largo plazo, aplicando sistemas de incentivos y normas específicas que ofrezcan garantías y minimicen la incertidumbre en la cual se llevan a cabo las inversiones de riesgo.

Para tender a la conservación de la energía vale seguir dos vías complementarias que es preciso diferenciar: la del *ahorro energético* y la de la *eficiencia energética*. El ahorro es la reducción de la demanda de energía por medidas que buscan contrarrestar el derroche y el sobreconsumo; en cambio, la eficiencia tiene en cuenta la reducción de la energía necesaria para producir un servicio o un producto por mejoras técnicas asegurando igual o superior nivel de confort (CCEIM-Conama, 2011; Cárdenas, 2011). Por medio del ahorro se aplaca la cantidad absoluta de energía consumida. A través de la eficiencia lo que se ataca es el valor

¹⁰ En la perspectiva de la sostenibilidad, el significado de la crisis energética queda inevitablemente entrelazado a la cuestión ecológica. Repetimos que temas como el impacto ambiental de la energía no forman parte de la esencia de la crisis energética tal como la estamos definiendo en este trabajo. Sin embargo, debe reconocerse que una misma acción, enmarcada en una estrategia de desarrollo sostenible puede cumplir simultáneamente con los fines de la problemática de abastecimiento energético y de cuidado y respeto del ambiente.

relativo, esto es, el empleo de una proporción menor para obtener la misma cantidad de energía útil.

CUADRO Nº 4. *Síntesis de perspectivas teóricas de la crisis energética aplicadas en la tesis.*

Perspectiva teórica centrada en la...	Proposición básica	Medios y acciones para...
LOGÍCA DEL CAPITAL (ESCASEZ SUBJETIVA DE LA OFERTA)	La crisis es un problema de escasez de oferta de la energía provocado por una interrupción brusca en el proceso de acumulación del capital sectorial o por una falta de estímulos a la inversión que, en consecuencia, perjudican el funcionamiento y el desarrollo del sistema.	<p><i>Reestablecer el desarrollo y elevar la oferta de energía:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -Construcción, adquisición, mantenimiento, reparación y mejoramiento de equipamiento e infraestructura básica. -Incremento de la tasa de ganancia de las empresas del sector o de algún segmento en especial. -Mejoramiento de la eficiencia energética en la producción, el transporte y la distribución de la energía por medio de mecanismos de competencia. -Aplicación de políticas anticíclicas de fomento a la producción y el consumo de energía (programas de inversión, crédito, rebajas impositivas, cancelación de deudas, subsidios, financiamiento público, etc.). -Sustitución de recursos y tecnologías y apertura de nuevos mercados energéticos.
LÓGICA DE LA SOSTENIBILIDAD (ESCASEZ OBJETIVA)	La crisis es un problema de uso irracional, ineficiente e irresponsable de la energía en todas las etapas del proceso de producción (desde la producción propiamente dicha hasta el consumo).	<p><i>Aprovechar racionalmente los recursos energéticos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -Investigación, invención, innovación y desarrollo en el manejo de fuentes de energía no convencionales, sobre todo, renovables. -Investigación, invención, innovación y desarrollo de tecnologías energéticamente eficientes en artefactos y edificaciones. -Aplicación de políticas de promoción de las energías alternativas (programas de inversión, líneas de crédito, precios diferenciales, formación de recursos humanos, rebajas impositivas, subsidios, elaboración de marcos legales adecuados, etc.). -Aplicación de políticas de conservación de la energía en la producción y el consumo (mecanismos de precios, normas técnicas, impuestos, sistemas de premios y castigos, autogeneración y cogeneración, subvenciones a la eficiencia, etc.). -Educación y concientización energética y ambiental y promoción de prácticas de consumo responsable.

Fuente: elaboración propia.

Para optimizar el aprovechamiento de la energía, el uso racional interviene en todas etapas del proceso productivo, incluida la del consumo, aplicando instrumentos de gestión y regulación de carácter general y medidas específicas para cada etapa. El aspecto tecnológico es el factor determinante, pero también las prácticas culturales ejercen una influencia que sería conveniente aprender a controlar (Menéndez Pérez, 2008). En las distintas actividades del subsistema de oferta (extracción, captación, generación, transformación, transporte y distribución) es imprescindible evitar las pérdidas innecesarias y obtener el mayor trabajo con el menor consumo. Del lado de la demanda, el uso racional también procura impulsar el consumo eficiente y responsable, aunque encuentra algunas áreas todavía poco exploradas e intervenidas de la estructura del consumo. La sostenibilidad y el uso racional de la energía, en consecuencia, han intensificado la asociación coevolutiva de la oferta y la demanda en el pensamiento de la planificación energética.

Sólo por razones de organización, la perspectiva teórica de la acumulación del capital y la perspectiva de la sostenibilidad fueron expuestas sin entrecruzamientos, en unas formas puras de argumentación. Pero ambas convergen en el interior del marco teórico propuesto y ayudan a entender la formación de la crisis del sistema eléctrico a partir de la realimentación positiva de los fenómenos y problemas específicos de la escasez. El Cuadro Nº 4 contiene una breve síntesis descriptiva de las dos perspectivas de la crisis, incorporando medidas de aplicación usual en la gestión, que son leídas en la clave del respectivo contexto operacional.

1.4.3. La interpretación regulacionista

El principio metódico que seguiremos en esta tesis pregona explicar la crisis sectorial por derivación de una crisis general. No obstante, el alto nivel de abstracción y generalidad que ofrecen las invariantes del desarrollo económico poco colaboran con ese propósito. El estudio microeconómico requiere de conceptos de alcance intermedio para reconstruir el *modo de articulación* del sistema eléctrico dentro de la economía nacional (suprasistema). La Teoría de la Regulación ofrece un lenguaje y un instrumental teórico-conceptual útil para acometer dicha tarea. Julio Neffa explica que el regulacionismo analiza el *modo de desarrollo* de una determinada formación social en términos de las regularidades económicas, que constituyen un *régimen de acumulación*, e integrando al análisis las *formas institucionales o estructurales*, que juegan el papel de un *modo de regulación* y que cambian en el tiempo y el espacio, constituyendo el escenario donde interactúan los actores económicos movidos por una racionalidad situada y limitada” (Neffa, 1998:12). El modo de desarrollo resulta de la conjunción del régimen de acumulación y su modo de regulación (Boyer, 1989). Representa una configuración económica históricamente determinada y estabilizada en un tiempo y un espacio. Acuña estas ideas básicas, el regulacionismo intenta presentar una teorización novedosa acerca de las relaciones entre producción, consumo y Estado (Hernández Águila, 2006).¹¹

¿Cómo se orquestan los conceptos y proposiciones regulacionistas en la explicación de la crisis del sector eléctrico? Procedamos a enunciar cinco pautas teórico-metodológicas que seguiremos en el análisis empírico de la segunda parte:

¹¹ En estudios de la energía, vale aclarar que *regulacionismo* no debe ser confundido con *economía regulatoria*.

1. La caracterización del régimen de acumulación y el modo de regulación a él asociado, a través de la descripción de sus relaciones estructurales principales, hace posible conocer las condiciones de valorización económica del sector eléctrico y colegir si éstas impulsan el desarrollo sustentable, armónico y equilibrado o impulsan la crisis, la desproporción y el estancamiento. No se requiere para este análisis un examen exhaustivo de las formas institucionales, sino de aquellos aspectos que afectan directamente la evolución de las variables fundamentales del sistema eléctrico. Esta instancia descriptiva también permite analizar la interacción de procesos de escala diversa.
2. El modelo de gestión del sistema eléctrico y sus reglas de reproducción económica son formas y procesos que reflejan patrones organizativos del régimen de acumulación.
3. El régimen de acumulación define los sectores económicos que motorizan la evolución del conjunto, los que se acoplan orgánicamente al funcionamiento de la economía y, si los hubiera, los que sufren atraso relativo. Las formas de reproducción impuestas por la lógica estructural e institucional del modo de desarrollo son regularidades duraderas del régimen que se mantendrán en pie sujetadas por el poder de conservación que ejerce el bloque dominante de dicha construcción colectiva. Sobre esta base es posible derivar las formas circunstanciales de coevolución que toma la relación entre oferta y demanda de la energía en el régimen de acumulación (crecimiento sostenido de demanda y oferta, crecimiento de demanda con retraso relativo del crecimiento de oferta, crecimiento desproporcionado de oferta sobre el nivel de la demanda, etc.).
4. La reconfiguración del modo de desarrollo que sigue a la crisis terminal del precedente, implica rupturas y continuidades de elementos particulares. La supervivencia de formas institucionales originadas en un contexto antecedente, deberá lograr una compatibilidad funcional, una coherencia estructural, en el modo de desarrollo vigente. O, al menos, se exigirá la instrumentación de mecanismos compensatorios de desequilibrios potenciales o reales que vulneren el proceso de desarrollo eléctrico.
5. Dentro de un mismo modo de desarrollo existen perturbaciones con orígenes distintos: tensiones entre grupos sociales en pugna, crisis cíclicas de reajuste, crisis de regulación, etc. Es probable que esas perturbaciones trasladen consecuencias sobre la gestión, la planificación, el funcionamiento y el desarrollo del sistema eléctrico. Así, se identificarán fases o etapas que traducen diferentes estrategias de adaptación al entorno.

Una consideración de importancia de la que es necesario tomar nota corresponde al tema del «subdesarrollo». Numerosos estudios (Amengual, 1963; Baran, 1999; Cardoso y Faletto, 1969; Di Filippo, 2007; Kay, 1991; Sunkel y Paz, 1970; Sunkel, 1972; Wallerstein, 1997) han demostrado que en las economías periféricas y dependientes existen limitantes histórico-estructurales que obstaculizan la formación de matrices productivas con desarrollo equilibrado y armónico de sus diversos sectores. Esto equivale a decir que, al margen de la fase del ciclo económico que atravesase la estructura productiva nacional, unas ramas crecen y se benefician a costa del retraso y el perjuicio de otras. Y este movimiento desequilibrante formador de desigualdades económicas, sociales y espaciales constituye un comportamiento regular inherente al subdesarrollo. En este sentido, los regímenes de acumulación de capital de los países periféricos-dependientes son regímenes autolimitativos.

A largo plazo, el asunto crucial es que el desarrollo desigual debe volcarse periódica, necesaria e inevitablemente hacia distintos grupos de sectores, alternando sus posiciones relativas en el proceso económico total, para minimizar los efectos del desequilibrio en unas ramas que, vistas desde la óptica del conjunto, se requieren mutuamente. La desproporción

intersectorial es una tendencia intrínseca de la dinámica y la estructura del subdesarrollo y la proporcionalidad es una fase transitoria de las oscilaciones de los centros de acumulación que se van definiendo en la evolución histórica del modo de desarrollo.

1.5. Consideraciones adicionales sobre la valorización económica en sectores de infraestructura

1.5.1. Factores de utilización, carga y reserva

Las formas más simples de estimar la valorización económica y el crecimiento de las redes se encuentran en el cálculo de los factores de utilización, de carga y de reserva (Dozo y García Firbeda, 1972). El “factor de utilización” (FU) informa acerca del rendimiento de las instalaciones y es obtenido como el cociente entre la energía producida y el máximo de producción teórica a lo largo de un período de tiempo. El “factor de carga” (FC) es la razón entre el consumo promedio y el consumo máximo en la unidad de tiempo. La curva de carga; que indica la distribución de la carga en el tiempo y, por consiguiente, permite identificar de manera precisa el uso de la capacidad instalada; es una herramienta confiable para inferir los costos y el retorno de las inversiones en los sistemas intensivos en capital, que dependen de una infraestructura de escala (Hughes, 2008:132). La optimización de la carga depende de la variedad y/o de la expansión del mercado. Si los consumidores individuales realizan sus demandas máximas en distintos momentos del día -dice Hughes-, de modo que los valles se elevan y los picos se reducen, el sistema tecnológico puede obtener un alto factor de carga (*ibíd.*). La dispersión de la carga puede administrarse por medio de precios diferenciales del servicio con el fin de incentivar un aplanamiento de la curva.

Por último, la relación entre la potencia efectiva y la demanda máxima de potencia representa el “factor de reserva” (FR). Una reserva de potencia siempre es necesaria tanto para atender eventuales picos de la demanda como para administrar la entrada y la salida de los equipos para realizar tareas de mantenimiento y reparación. Pero el dinámico nivel de la reserva refleja un delicado equilibrio, ya que un alto índice va asociado a una desproporción y una subutilización de las instalaciones, mientras que un valor bajo significa una operación al límite de la capacidad e incrementa el riesgo de emergencia y fallas en el suministro.

$$FU = \text{energía efectivamente producida} / \text{máximo de energía que se puede producir}$$

$$FC = \text{promedio de consumo de energía} / \text{máximo consumo de energía}$$

$$FR = \text{potencia efectiva} / \text{demanda máxima de potencia}$$

1.5.2. Dificultades de la circulación del capital fijo en gran escala

La circulación del capital fijo es un tema de máxima prioridad para entender cómo se realiza la valorización del capital en los sectores de infraestructura de gran escala, donde los prolongados tiempos de rotación enredan al proceso de desarrollo sectorial en una serie de tensiones y contradicciones específicas. Todos los grandes sistemas tecnológicos comparten este rasgo estructural.

El capital fijo es la parte del capital constante que no circula en su forma útil, pues lo que circula es simplemente su valor, a medida que se va transfiriendo de forma gradual y fragmentaria al producto que circula como mercancía; se trata de máquinas, herramientas, inmuebles, etc. (Marx, 1971b:141). Por oposición, todos los demás elementos materiales del capital desembolsado en el proceso de producción forman el capital circulante (materias primas, insumos, etc.). Para el caso del sector eléctrico, la infraestructura y el equipamiento son parte del capital fijo. A su vez, puede clasificarse la infraestructura como “capital fijo inmovilizado” (o “fijado al suelo”) y el equipamiento como “capital fijo móvil”. La electricidad es la mercancía y los recursos y demás insumos adquiridos y utilizados en su producción son el capital circulante.

El período de rotación del capital fijo es largo porque se desembolsa en bloque y de una vez para todo el tiempo durante el cual funciona esa parte de los medios de producción (*ibíd.*). Es muy dificultoso calcular la duración real del capital fijo, el valor transferido por desgaste y el tiempo de retorno de las inversiones. Todo ello conforma la incertidumbre en la que se realizan las inversiones. Además, hay que tener en cuenta que para que el capital fijo pueda emplearse en la producción es imprescindible que primero sea producido. En el caso de los objetos técnicos de gran tamaño (centrales hidroeléctricas, líneas de alta tensión, etc.), el período de trabajo necesario para producirlos puede ser realmente muy extenso. A esa larga duración debe superponérsele las demoras ocasionadas por contingencias de toda índole (políticas, económicas, ambientales, etc.).

Por regla general, puede admitirse que el tiempo de rotación del capital fijo es una función de su durabilidad y que ésta varía de acuerdo con las circunstancias económicas y las posibilidades materiales y tecnológicas (Harvey, 1990:229). La temporalidad del capital fijo plantea una contradicción para las relaciones capitalistas, debido a que, por un lado, si su duración es corta habrá que reponerlo periódicamente, haciendo más costosas e inútiles las inversiones; por el otro, cuanto más dure el capital fijo, más probable es que quede expuesto a la devaluación provocada por el cambio tecnológico (Marx en Harvey, *ibíd.*).¹² Este es el motivo del alto riesgo de depreciación que suponen las grandes infraestructuras.

Sin embargo, es importante precisar que la contradicción del progreso tecnológico no afecta por igual a todos los sectores usuarios de capital fijo de larga duración. Ello se debe a la línea y estadio de evolución de las técnicas particulares. Tomemos como ejemplo nuestro caso de la energía eléctrica, que contiene sustanciales diferencias internas. Las actividades de transmisión y de distribución de la electricidad se basan en tecnologías maduras que no presentan avances relativamente notorios y que -adicionalmente- tienden a ejercerse bajo la forma del monopolio, por lo tanto, a este respecto no implicarían un riesgo al encierro del capital fijo. En cambio, la fijación de capital en la actividad de generación eléctrica exhibe mayores probabilidades de sufrir la trampa de la competencia. En la medida en que avanza la innovación y el desarrollo de técnicas de explotación de energías alternativas o mejora el rendimiento de las convencionales, los equipos de generación menos competitivos pueden caer en la obsolescencia antes de tiempo, lo que se refleja efectivamente en la pérdida de porciones de mercado. Se agrega aquí el problema de la indivisibilidad de determinadas

¹² La vida del capital fijo plantea un interrogante alrededor de la diferenciación entre “reparaciones” y “reposiciones”. Marx sostuvo que la “línea divisoria entre las verdaderas reparaciones y las reposiciones, entre los gastos de conservación y los gastos de renovación, es una línea más o menos incierta” (Marx, 1971b:158), pero concibió los gastos del primer tipo como parte del capital circulante. Como veremos en el Capítulo V, la falta de consideración de esta clásica diferencia en el diseño del marco regulatorio eléctrico argentino que se implementa a partir de la década del noventa, ha colado problemas específicos de formación de capital en el segmento de la transmisión.

infraestructuras de gran escala, que las lleva a producir saltos discretos de capacidad en lugar de aumentos continuos (de Rus *et al.*, 2003), que permitirían ingresarlas gradualmente a la producción, distribuir las cargas de la inversión y moderar el tiempo de retorno del capital.

Las grandes cantidades de capital fijo expresan una real tensión estructural. A fin de realizar su valor, el capitalista se ve obligado a mantener una clase específica de proceso de trabajo con requisitos de insumos particulares durante varios años (Harvey, 1990:96). Como el capital fijo inmovilizado debe poder responder a las necesidades en momentos de máxima demanda pero no puede retirarse en los de mínima, las infraestructuras están condenadas a sufrir periódicamente *crisis de sobreacumulación* (Topalov, 1979). La imposible adaptación de las grandes masas de capital fijo a la fluctuación de la demanda explica por qué a veces los empresarios, cuando las condiciones de valorización son adversas, atraviesan etapas de funcionamiento bajo un régimen de reproducción simple, o incluso de funcionamiento a pérdida, manteniendo capacidad productiva ociosa y conservando una tasa de ganancia débil, a la espera de que soplen vientos más favorables. El problema para los capitalistas individuales está en el largo período de tiempo que toma recuperar el dinero invertido por medio de la producción. Topalov (*op.cit.*) esquematiza algunas relaciones básicas de relación público-privado en el desarrollo de las infraestructuras: el capital público sustituye al privado cuando la tasa de ganancia es baja o nula; las fases rentables del ciclo tienden a permanecer en manos privadas; si aparecen condiciones de rentabilidad en alguna sección bajo dominio público, las condiciones políticas pueden impulsar su privatización.

Una consideración derivada de todas las anteriores tiene que ver con la pesada carga que representa la formación de capital fijo de gran escala para los productores. Las obras que requieren una gran dosis de capital sólo pueden sustanciarse recurriendo al crédito, por lo que la formación de altas dotaciones de capital fijo se asocia, directa o indirectamente, con la concentración y centralización del capital (p.229).

El riesgo de las inversiones en capital fijo explica el continuo pedido de garantías de estabilidad y horizontes de previsibilidad que los empresarios efectúan ante las autoridades públicas una vez que han comprometido en esas áreas de actividad la reproducción de sus capitales. Todo esto resuena de un modo singular en un sector como el eléctrico, sobre el que pesa el destino de crecer tempranamente, de “desproporcionarse” de manera forzosa para anticipar los incrementos de la demanda, conservando siempre una infraestructura de reserva para atender imprevistos o picos anómalos del consumo. Naturalmente, cuando las presiones sistémicas de expansión coinciden con una fase de crisis y recesión, las tensiones se agudizan; las condiciones para la fijación del capital desaparecen, se devalúan las obras preexistentes y se consume el tiempo previsto para la ampliación del sistema. En fin, el problema de la «construcción social de un tiempo lento» en la que se ve implicado el capital fijo -sobre todo, el capital fijo inmovilizado en el suelo- amplifica efectos particulares de las contradicciones fundamentales contenidas en la formación de capital.

1.5.3. Factor de carga, tamaño de mercado y tasa de ganancia

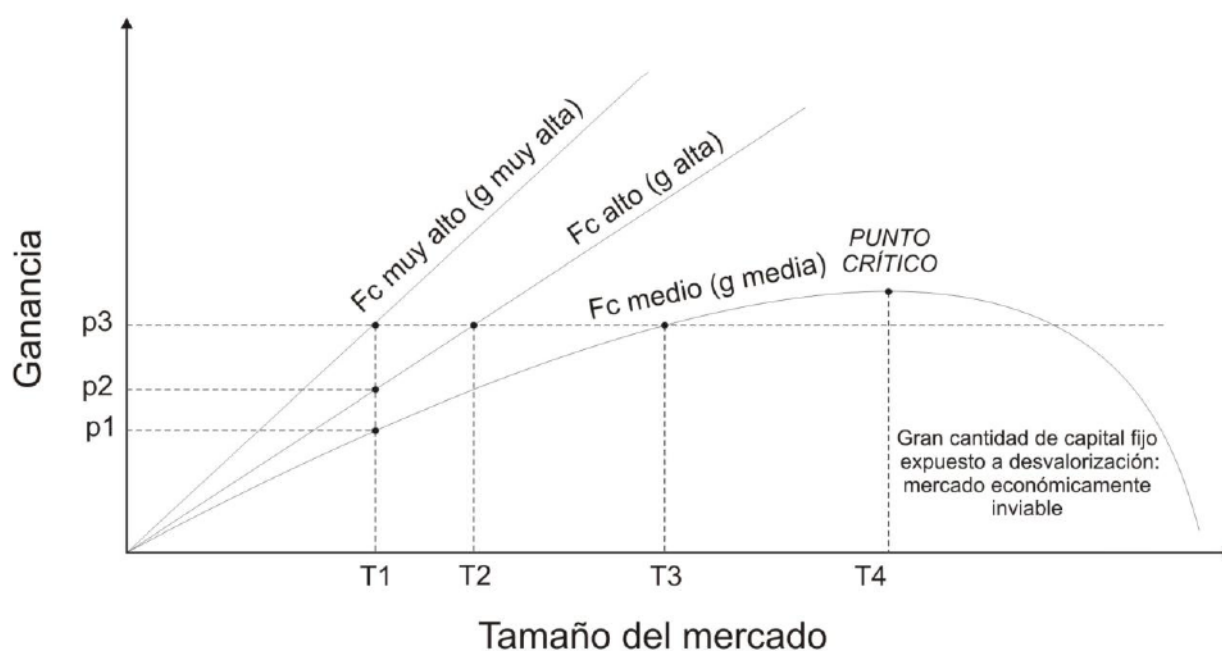
El factor de carga es, quizás, el factor más determinante de la valorización económica de los sistemas de infraestructura física de gran escala, a partir de establecer una asociación lineal donde un mayor FC presupone la obtención de una mayor tasa de ganancia (g). Puesto en los términos opuestos: a mayor FC, menor desvalorización del capital fijo inmovilizado, y

del gasto en otras clases de capital que deben invertirse para mantener su funcionamiento. Como el monto de la ganancia está positivamente correlacionado con la cantidad de capital invertido, para inferir la valorización económica en la unidad en cuestión es necesario tener en cuenta también el tamaño del mercado. Sin embargo, las relaciones entre estas variables no se entablan de manera lineal. A partir de las funciones del Gráfico Nº 1, explicitamos tres situaciones de valorización del capital.

El Tamaño de mercado (T) se representa en el eje de las abscisas y la Ganancia (p) en el eje de las ordenadas. Las funciones graficadas corresponden a la influencia que ejerce el Factor de carga (Fc) en el comportamiento de cada una de ellas: la primera función posee un Fc muy alto, la segunda un Fc alto y la tercera un Fc medio. Asimismo, a mayor Fc, mayor será la tasa de ganancia (g). Para no confundir las variaciones del tamaño de mercado con las variaciones de ventas que ocasionaría un cambio en el factor de carga, suponemos, tal como sucede en el sistema eléctrico, que el tamaño de mercado está prefigurado por la cobertura de usuarios o cantidad de conexiones.

Al comparar el beneficio proyectado para cada una de las funciones en la atención de mercados de igual tamaño (T1, T2 o T3), observamos que a mayor factor de carga, mayor es la ganancia. La caída de la tasa de la ganancia se debe al menor tiempo que las instalaciones, los equipos y otros recursos se destinan al uso productivo.

GRÁFICO Nº 1. *Influencia del factor de carga en la ganancia a partir del tamaño de mercado.*



Fc: factor de carga; p: ganancia; g: tasa de ganancia; T: tamaño de mercado.

Fuente: elaboración propia

Si prestamos atención a la primera función (Fc muy alto), las relaciones son sencillas. Cuando crece el tamaño del mercado, crece la ganancia, porque el elevado factor de carga opera como una constante. Si miramos la segunda, el comportamiento es similar pero con una pendiente menor, que es determinada por el gasto superior en tareas improductivas (en el sentido de no producir valor) que implica un factor de carga menor. De todos modos, el Fc sigue siendo lo suficientemente alto como para realizar dicho mercado. La diferencia se halla

en que para equiparar la ganancia p_3 , en comparación con la función de muy alto F_c , debería incrementarse el tamaño de mercado.

Las cosas cambian cuando el F_c posee un valor medio, que resulta en una función no lineal. En una primera sección, cuando el tamaño de mercado es menor (T_1 y t_2), la función se comporta como una recta, aunque con una pendiente inferior a las situaciones anteriores. Pero la valorización económica encuentra fronteras nítidas cuando el tamaño del mercado tiende a crecer, alcanzando un punto crítico (T_4) que lo vuelve económicamente inviable. En esta configuración no hay posibilidad de aumentar el tamaño de mercado para conseguir un aumento de los beneficios sin alterar la débil tasa de ganancia que imponen las condiciones de variabilidad de la demanda. Cuando el tamaño de mercado es relativamente pequeño, el factor de carga bajo, determina una desvalorización del capital igualmente baja, por lo que es probable que el capital público o que el capital privado menos competitivo sea capaz de asumir el mantenimiento de la actividad. Pero, a medida que crece el tamaño de mercado, crece también la cantidad de capital sujeta a sufrir desvalorización durante parte del ciclo anual de actividad, al punto que la conservación de tales excedentes crónicos -para los que el tiempo de retorno se extendería a plazos inconcebibles- dejará de ser económicamente viable. Los empresarios con capacidad de invertir las grandes sumas de capital requeridas para garantizar el adecuado funcionamiento del suministro, optarán por hacerlo en ramas de la producción que ofrezcan un atractivo mayor.

Normalmente, en circunstancias próximas al punto crítico, las actividades habrán de quedar reservadas en manos del capital público (dependiendo de las cuentas fiscales, de la proporción del gasto que debe comprometerse en relación al presupuesto, de justificaciones políticas, etc.) u otras formas de propiedad (colectiva, cooperativa, etc.) y de explotación no capitalista. Si, aún así, el capital privado adquiere negocios de este calibre, podemos deducir que muy probablemente se comportará de una forma puramente rentística, ubicando la tasa de inversión bien por debajo del óptimo necesario para realizar el servicio en los términos de la calidad solicitada. También suele darse, en casos como este, algún tipo de colaboración público-privada basada en la segmentación del proceso de producción, al estilo que describe Topalov, lo que permite a los agentes privados tomar posesión de las unidades productivas más rentables y excluir las deficitarias o menos rentables, que tienden a ser explotadas por empresas estatales o cooperativas.

La transición hacia la nueva era energética

En el anterior capítulo, expusimos teóricamente los problemas de la escasez objetiva y de la insostenibilidad como miradas insoslayables de la crisis energética. Vamos a ver, ahora, los indicios sobre los que se sostiene la aseveración de que la escasez objetiva de los recursos energéticos estratégicos, los hidrocarburos convencionales, se erige en esta época como un escollo verdaderamente preocupante para el crecimiento y exploraremos algunas soluciones que han venido emprendiéndose para superarlo.

2.1. Eras y transiciones en la historia de la energía

Con el correr del tiempo, la humanidad aprendió a extraer, capturar y utilizar la energía primaria contenida en una multitud de fuentes de la naturaleza; creó dispositivos y métodos de almacenaje y concentración de la energía potencial, llegando a multiplicar por muchas veces el rendimiento de las energías extrasomáticas incorporadas en la física del trabajo; e inventó conversores hacia formas de energía que destilaron usos tremendamente novedosos. La consecución de estos triunfos en las técnicas particulares de la energía no estuvo exenta de costos sociales y ambientales. La aventura del progreso también significó un espectacular aumento en la cantidad y el ritmo de la degradación de la energía -es decir, de la entropía- comenzando por el gran salto que significó la instauración del orden social industrial y continuando por el desbarajuste ecológico acaecido en incontables ecosistemas extendidos por la faz del planeta.

Cada innovación en la técnica de obtención y procesamiento de la energía consiguió transformar los patrones de energización, trayendo ventajas y desventajas específicas y repercutiendo sobre la organización de las sociedades, incluyendo en esto, desde luego, la organización del espacio geográfico. El pasaje de una configuración de las fuerzas motrices, los motores y los combustibles dominantes a otra es lo que se conoce como una “transición energética”, y cada una de tales configuraciones estables representa una “era energética” (Smil, 2004). Las transiciones no son cambios abruptos de una realidad a otra, sino procesos de sustitución técnica que se dan en un período considerable (Yergin, 2013), iniciándose en escalas locales, para luego extenderse a escala nacional y, eventualmente, volverse un hecho global (Smil, 2010). La naturaleza misma de las transiciones energética no permite establecer distinciones claras entre las eras, no sólo por las obvias diferencias geográficas en el tiempo que insumen las innovaciones, sino porque las fuentes y técnicas vigentes pueden ser muy persistentes y las fuentes y técnicas nuevas sólo llegan a ser dominantes después de largos períodos de difusión gradual (en Páez García, 2009).

Desde un punto de vista global, empero, es posible trazar esquemas históricos de la energía. Estos esquemas son coincidentes en sus líneas generales, amén de denominaciones alternativas colocadas a los períodos identificados o de diferencias en la longitud temporal del proceso evolutivo de referencia. Por ejemplo, Smil (*ibíd.*) divide la historia de la energía en dos grandes eras que llama “preindustrial” y “moderna” y recorre transiciones internas a cada una de éstas. Y Cunningham (2003), en vez de “eras”, identifica una sucesión de seis “modelos energéticos” entre la prehistoria y la actualidad: Preagrícola, Agrícola, Agrícola Avanzado, Preindustrial, Industrial e Industrial Avanzado.¹³

Si nos circunscribimos a la era moderna, la Revolución Industrial es el acontecimiento que da inicio a la transición hacia el uso de los combustibles fósiles y los motores inanimados (principalmente, máquinas térmicas) y culmina con milenios de casi exclusiva dependencia de la combustión de biomasa y del aprovechamiento de la fuerza motriz animada. Luego, al interior de este intenso proceso de modernización se registran dos importantes transiciones que repercutieron en prácticamente todas las esferas del orden técnico: i) de la leña al carbón -hacia 1900-, y ii) del carbón al petróleo y gas -mediados del siglo XX- (Menéndez Pérez, 2008; Grübler, 2012).¹⁴ La segunda ola de innovaciones vino acompañada del gran salto cualitativo que significó la rápida difusión de la electricidad a partir de 1880 como la forma de la energía de la más alta calidad (Mumford, 1977).¹⁵

Esta evolución técnica no puede entenderse sin contemplar la incesante búsqueda de productividad creciente del trabajo que incita el sistema capitalista y que lleva a la selección social de fuentes y máquinas cada vez más poderosas, versátiles y eficientes. Sin embargo, aunque los criterios de racionalización económica dictan la marcha tecnológica, numerosas decisiones estratégicas ligadas al ejercicio del poder pueden demorar, e incluso rechazar de plano, determinadas innovaciones. Por ello, a pesar del vertiginoso ascenso del consumo de energía que evidenció el sector de los transportes a partir de la introducción del motor de combustión interna, unos cien años debió esperar el petróleo, desde que se perforara el primer pozo comercial en Pennsylvania en 1859, para desplazar al carbón e imponerse como la fuente de energía dominante a nivel mundial.

Una vez pasada la primera parte del siglo XX, ya no quedaban dudas de que la energía masiva, concentrada y barata que ofrecía la explotación de los yacimientos de petróleo se había convertido en la piedra angular de la expansión económica (Fernández Durán, 1996). Los datos del Cuadro Nº 5 y el Gráfico Nº 2 corroboran el posicionamiento jerárquico del petróleo en el total mundial de producción-consumo a lo largo del siglo XX. Sobresale, además, la imagen de un mundo moderno que desde la segunda parte del siglo XIX cabalga a un paso exponencial hacia la “fossilización” de su canasta de productos energéticos. Es esta

¹³ Es conveniente aclarar que no todas las regiones y poblaciones del mundo atravesaron la secuencia de fases que aquí se enuncian desde un punto de vista global. De hecho, algunas de ellas jamás transicionaron o lo hicieron apenas por medio de saltos técnicos muy rudimentarios.

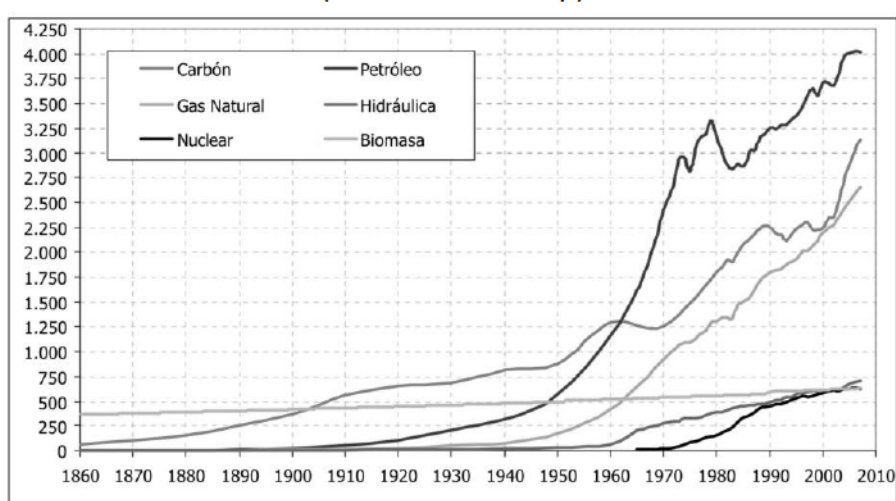
¹⁴ Lewis Mumford (1977) analizó en profundidad el desarrollo de la técnica moderna y creó, sustentado en el trabajo de Patrick Geddes, un esquema de tres fases -impuras, superpuestas- en el que la energía es incluida como una de las dimensiones constitutivas centrales del orden técnico: fase “eotécnica” (1000 a 1750), fase “paleotécnica” (1700 y 1900) y fase “neotécnica” (1850-...). La utilización del petróleo y la manipulación de la electricidad son, según éste, el núcleo del sistema energético correspondiente a la fase neotécnica.

¹⁵ En septiembre de 1882, entró en servicio la primera central eléctrica comercial del mundo, que la compañía de Thomas Edison instaló en la ciudad de New York para proporcionar luz incandescente a sus iniciales 85 clientes a través de una red subterránea de distribución de la electricidad (O’Brian, 1964). En 1886, La Plata se convirtió en la primera ciudad sudamericana alumbrada a electricidad y con la primera central eléctrica de Argentina (Luna, 2002:29). Para comienzos del siglo XX, la inmensa mayoría de las grandes urbes tiene ya servicios públicos de electricidad (Guadagni, 1985).

configuración excesivamente dependiente de los combustibles fósiles la que empezaría a ser desmontada en recientes décadas pasadas, intentando dar paso a una era alternativa basada en la diversificación de las fuentes primarias y en la conservación de la energía. Las políticas de diversificación apuntarían a la introducción sostenida de energías renovables hasta lograr una participación significativa en el suministro. La conservación es la respuesta racional ante el despilfarro de unos recursos escasos.

Los graves sucesos ocasionados por las *crisis del petróleo* de los años setentas son los hechos determinantes para impulsar la transición energética contemporánea. Debe argüirse, sin embargo, que en los orígenes se trata de una situación conflictiva de carácter estructural en la que el paulatino reconocimiento de la escasez objetiva de la energía converge con la construcción social y política de la escasez subjetiva de oferta.

Gráfico Nº 2. *Evolución de la producción/extracción energética mundial. 1860-2007.*
(Unidad: millón Tep)



Fuente: Murray (2009).

Cuadro Nº 5. *Participación porcentual en la energía total utilizada. 1850-1975.*

Fuente de energía	1850	1875	1900	1925	1950	1975
Leña	90	60	39	26	21	13
Carbón	10	38	58	61	44	27
Petróleo	-	2	2	10	25	40
Gas Natural	-	1	1	2	8	15
Otras fuentes (principalmente, hidroeléctrica y nuclear)	-	1	1	1	2	5

Fuentes: año 1850, Guadagni (1985) y serie 1875-1975, Hagget (1977).

2.2. En los albores del ocaso de la era petrolera

Las crisis del petróleo de los años setentas significaron un punto de inflexión en la historia del sistema energético (Smil, 2004, *op.cit.*; Fernández Durán, 2011; WESS, 2011). El embargo de petróleo que la OPEP infligió en octubre de 1973 sobre los países que apoyaban

a Israel en la contienda árabe-israelí, conmovió a todo el aparato de las economías centrales, que experimentaba una aguda recesión desde finales de los sesentas. En poco menos de seis meses, el precio del barril de crudo se disparó de 2,7 a 11 dólares, alterando la estructura de costos de todo el aparato productivo y forzando un racionamiento que generó trastornos en los procesos materiales básicos del funcionamiento social (Freeman, 1976). En 1979, debido al estallido de la Revolución Iraní, acaeció otro “choque” que elevó el precio del barril del petróleo árabe de 12,7 dólares en diciembre de 1978 a 34 dólares en noviembre de 1981, con lo cual la renta petrolera del conjunto de miembros árabes de la OPEP pasó de 5.000 millones de dólares en 1970 a 220.000 en 1980 (Méndez y Molinero, 1998:538). Pero, sobre todo, fueron las petroleras occidentales que operaban en Oriente Próximo y Medio las que salieron increíblemente beneficiadas: durante el primer semestre de 1974, las compañías estadounidenses facturaron casi 100.000 millones de dólares, un 85% más que en el mismo período del año anterior (Delfico, 2005).

El estruendoso sacudón que sufrió la organización internacional de la economía se precipitó como una amarga comprobación empírica de la vulnerabilidad a la que se hallaban expuestos los países industrializados por su alto grado de dependencia petrolera. Ante el delicado diagnóstico de los efectos inmediatos de la escasez, se alzaron voces en favor de la instrumentación de medidas de conservación y racionalización de los recursos fósiles y de la sustitución por fuentes de energía alternativas. En las décadas de 1980 y 1990, el suministro de petróleo se normalizó y los precios internacionales se estabilizaron y hasta mostraron una tendencia general a la baja con respecto a los valores del *shock*. Sin embargo, el crecimiento de la producción y el consumo a nivel global se desaceleraron, dejando para siempre en el olvido los rampantes avances de extracción-consumo de la Segunda Posguerra y los irrisorios precios a los que éste se había comercializado cuando nadar en su abundancia parecía, a los ojos de sus agentes administradores, un regalo eterno.

Cuadro Nº 6. Participación en el suministro de energía primaria a nivel mundial por fuente. Años 1973 y 2011.

Fuente de energía	1973 (6.115 Mtep)	2011 (13.113 Mtep)
Petróleo	46.0	31.5
Carbón/turba	24.6	28.8
Gas natural	16.0	21.3
Biomasa y residuos*	10.6	10.0
Hidroeléctrica	1.8	2.3
Nuclear	0.9	5.1
Otras**	0.1	1.0

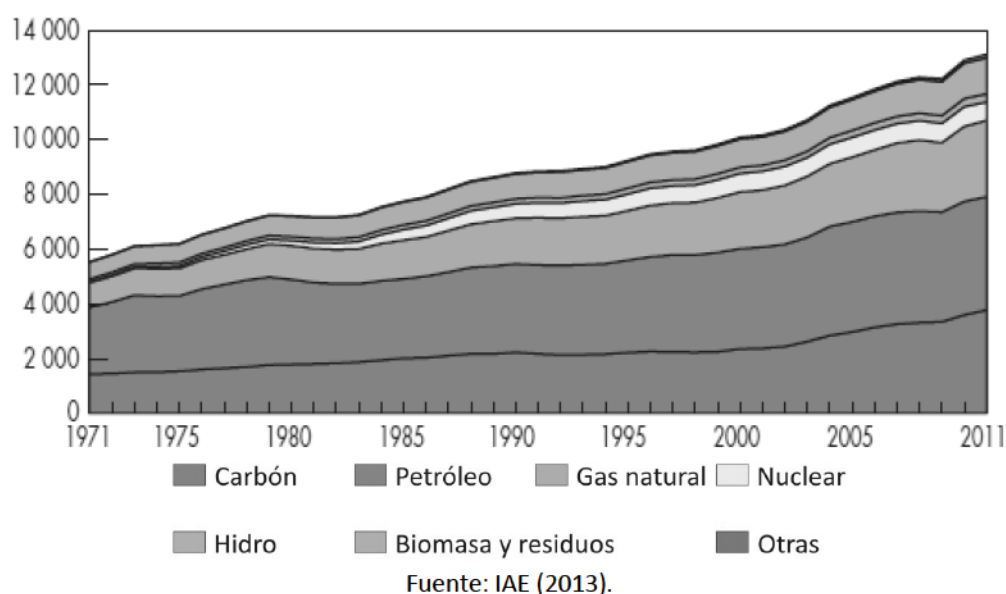
*Incluye biocombustibles sólidos y líquidos, biogas, leña, desechos vegetales y de animales, etanol, residuos municipales, etc. ** Incluye geotérmica, solar, eólica, etc.

Fuente: IAE (2013).

En las cuatro décadas que transcurrieron desde entonces, se han venido produciendo cambios significativos en la composición de la matriz energética mundial. El más relevante es que, desde la crisis de 1973 hasta hoy, el petróleo perdió cuotas del mercado internacional de forma casi continuada (Rühl, 2013). Según datos de la Agencia Internacional de la Energía, entre 1973 y 2011, ante una duplicación del consumo de energía mundial, el suministro

primario cubierto por petróleo creció algo menos del 50%, con lo que cayó casi 15 puntos en la participación total, siendo compensado este retroceso en partes casi iguales por: (a) un reposicionamiento del carbón, (b) la continuidad del crecimiento del gas natural y (c) la lenta pero progresiva instalación de plantas de energía nuclear (ver Cuadro Nº 6 y Gráfico Nº 3). Además, sin considerar las subcategorías de biocombustibles, las energías renovables (hidroelectricidad + otras) ascendieron, en igual período, del 1,9% a tan sólo un 3,3% del suministro primario mundial, a pesar de haberse multiplicado casi cuatro veces en los valores absolutos de producción.

Gráfico Nº 3. *Suministro de energía primaria a nivel mundial. 1971-2011.*
(Unidad: millón Tep)



2.3. El cenit del petróleo

El petróleo es un recurso finito y es necesario conocer las implicancias del complejo fenómeno del retroceso de extracción y consumo; ¿cómo abordarlo sistemáticamente?

El antecedente que mejor ilumina este tipo de indagación es el modelo teórico del cenit petrolero propuesto por el geofísico estadounidense King Hubbert. El término “Cenit del Petróleo” se refiere a la tasa máxima de la extracción de petróleo en cualquier área considerada, por la que se hace evidente que es un recurso finito sujeto al agotamiento” (Campbell en Sitio de ASPO International). En 1956, Hubbert utilizó un modelo matemático basado en la campana de Gauss para predecir el momento del pico de explotación de diversos recursos, luego del cual la producción comenzaría a declinar de manera irreversible. La confección de las curvas del petróleo dio por resultado que los Estados Unidos llegarían a su pico de producción alrededor de 1970 y que el mundo lo haría cerca del año 2000 (Hubbert, 1956).¹⁶ Al finalizar el año 1971 sin superarse la extracción del año anterior, pudo

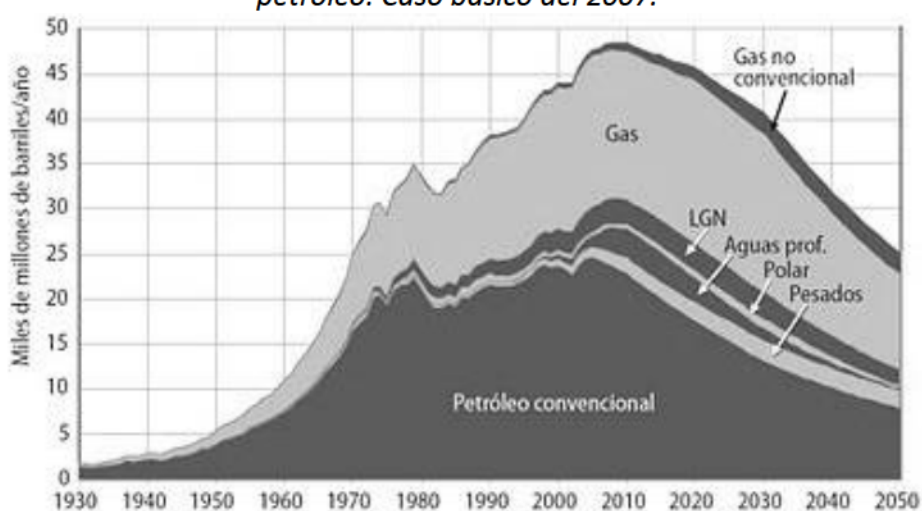
¹⁶ En realidad, el estudio presentaba dos pronósticos alternativos, en base a dos estimaciones de reservas. El más pesimista de éstos situaba el pico estadounidense alrededor de 1965, en tanto que el más esperanzador lo hacía alrededor de 1970.

confirmarse la exactitud de las previsiones, y la teoría del cenit petrolero, junto con la figura de King Hubbert, cobraron una gran respetabilidad.

Más tarde, habiendo pasado las crisis del petróleo de los setentas y la provocada por el conflicto de la Guerra del Golfo Pérsico a principios de los noventas, el famoso trabajo que Campbell y Laherrère publicaron en 1998, *The end of cheap oil*, pronosticó la declinación de la producción mundial de petróleo para antes del 2010 (Campbell y Laherrère, 1998). A lo largo de la década del 2000, muchas voces expertas se sumaron a la causa *Peak Oil* (Pico del petróleo), coincidiendo en afirmar que, desde una óptica global, concluyó la primera parte de la era del petróleo, una fase caracterizada por un progresivo descubrimiento de grandes yacimientos y una extracción creciente del crudo, y se entró en una segunda fase definida por los rasgos opuestos: menor cantidad y menor tamaño de los yacimientos a descubrir y una extracción decreciente (Bronstein, 2008, Fernández Durán, 2008; Prieto, 2011, Sitio de Ceepys).¹⁷

En la fase pos-cenit, las tareas de exploración de nuevos yacimientos entran en una curva de pérdida de efectividad hasta llegar a un punto crítico en el que es económicamente inviable proseguir con ellas. El problema clave es que, mientras tanto, la exploración debe realizarse necesariamente, a pesar de que los resultados finales sean magros. Por lo tanto, aumenta el riesgo de capital de unas inversiones de altísimo valor a la par que se dificulta el acceso a fuentes de financiamiento, lo que bloquea la búsqueda de nuevos yacimientos y la expansión de reservas probadas con cuya explotación se deberían pagar los compromisos previamente contraídos.

Gráfico Nº 4. Diagrama de ASPO sobre la producción y previsible agotamiento gradual del petróleo. Caso básico del 2007.



Fuente: Prieto (2010).

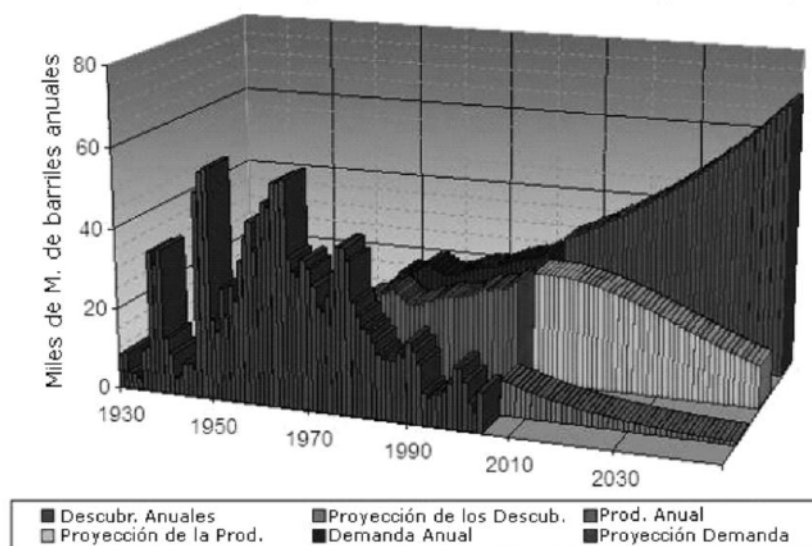
En vista de la declinación de los pozos más importantes del suministro mundial y del aplanamiento de la curva de extracción registrado en el período 2005-2008 en torno a una media de 82 millones de barriles diarios (datos de BP, 2013), parecía confirmarse la hipótesis que localizaba el cenit petrolero en la primera década del siglo XXI. Este diagnóstico era

¹⁷ Hacemos referencia, sobre todo, a los numerosos especialistas congregados en la Asociación para el Estudio del Cenit del Petróleo y el Gas (ASPO, por sus siglas en inglés), fundada en el año 2000 por Colin Campbell y Jean Laherrère. Pero, también, en los pronunciamientos de instituciones como la Agencia Internacional de la Energía, hasta no hace mucho una voz detractora de los pronósticos “alarmistas” similares al de ASPO.

reforzado por la estimación de que 24 de los 44 países que producen el 99% del petróleo que consume el mundo, ya pasaron sus respectivos picos (Picazo Casariego, 2007).¹⁸ No obstante ello, la actividad se recuperó en los albores de la segunda década para mantenerse en alza por tres años consecutivos, pasando de 83,3 millones de barriles en 2010, a 84,2 en 2011, hasta obtener un récord de 86,1 millones de barriles diarios de media en 2012 (datos de BP, *op.cit.*). Lo que sí habría ocurrido en el tramo 2005-2008, es el pico del petróleo convencional (“regular convencional”), cuyo retroceso en la participación fue compensada intensificando la extracción de petróleo no convencional (ver Gráfico Nº 4).¹⁹ De este modo, se logra aplazar por algún tiempo el arribo del cenit petrolero general.

Revisando la vasta recopilación de proyecciones elaboradas por expertos, compañías, gobiernos, consultoras y otras instituciones que efectuó la *Peak Oil Netherlands Foundation* con la información disponible a octubre de 2005, se observa que la mayor parte de éstas (descartando las visiones más pesimistas, que lo pronosticaban para antes de 2010) sitúan el cenit mundial de petróleo en el período 2015-2020, en tanto que las visiones más optimistas lo ubican alrededor del año 2030 (Koppelaar, 2005).

Gráfico Nº 5. *Resumen mundial de descubrimientos, producción y demanda de petróleo.*



Fuente: Transition Training (2009) en base a datos de IEA, British Petroleum y ExxonMobil.

Obviando el tema de la exactitud en la estimación y detección del año del declino de todas las variedades de petróleo en su conjunto, es indudable que los efectos de la escasez se están sintiendo y presionan al sector energético hacia la búsqueda de soluciones técnicas cada vez más extremas para satisfacer una demanda mundial de hidrocarburos en constante crecimiento. El Gráfico Nº 5 muestra el panorama gris que sugieren las tendencias opuestas de mediano y largo plazo en las proyecciones de descubrimientos de pozos y de producción, por un lado, y en la proyección de la demanda, por el otro. La escasez del crudo fácilmente accesible está empujando a las empresas del sector a realizar denodados esfuerzos técnicos

¹⁸ David Strahan señala que de los 98 países productores de petróleo, son 64 los que traspasaron el cenit (Sitio de *The Last Oil Shock*).

¹⁹ Las opiniones de localización temporal del regular convencional muestran una baja dispersión dentro del período 2005-2008. Para ASPO, este pico se produjo en 2005 (Sitio de ASPO International). El World Outlook Energy de 2010 señaló que en 2006 se alcanzó un máximo histórico de 70 millones de barriles diarios que no se volvería a repetir (IEA, 2010b). Y Fatih Birol, economista jefe de la IEA, declaró recientemente que el regular convencional sucedió en 2008 (en iEco, 2013).

y financieros en busca de volúmenes comerciales de petróleos no convencionales (arenas bituminosas, pizarras asfálticas, petróleos de aguas profundas, petróleo polar, etc.). Las perforaciones se efectúan en lugares cada vez más remotos, de difícil acceso y con alto grado de peligrosidad, debiéndose aplicar métodos más laboriosos de extracción para obtener un recurso de muy inferior calidad y rendimiento y más contaminante, que debe someterse a un proceso más riguroso de refinación y depuración.

Las dificultades operativas repercuten en un aumento de los costos en prácticamente todas las actividades de la cadena productiva, provocando un encarecimiento del precio de mercado. La evolución que han seguido los precios internacionales del crudo a partir del despunte de 2005 refleja una marcada tendencia al aumento. Sirva como ejemplo el caso del Brent: el precio saltó de 38 dólares en 2004 a 54,5 dólares en 2005, subió a 97 dólares en 2008 y, luego de una fase de distensión, volvió a trepar hasta ubicarse en 111 dólares en 2011-2012 (datos de BP, 2013). La formación de precios, sin embargo, es un hecho que obedece a un conjunto de causas de índole diversa (económicas, sociales, políticas, técnicas) y los valores formados demuestran variaciones relativamente rápidas en función del estado de las relaciones internacionales y de los procesos de competencia inter e intrasectorial.²⁰

Para comprender el impacto de la escasez del petróleo, también es necesario prestar atención a los desequilibrios reales de la ecuación energética. La Tasa de Retorno Energético (TRE) mide el cociente entre la energía total entregada por una fuente (E_t) y la energía que es necesario invertir (consumir) para aprovecharla (E_i). Una TRE muy mayor a 1, entrega una cantidad considerable de energía neta ($E_n = E_t - E_i$). A medida que la TRE disminuye y se acerca a la unidad, se achica el saldo positivo (E_n) y deja de ser productivo extraer energía de dicha fuente. Charles Hall y Cutler Cleveland realizaron mediciones de la TRE del petróleo para el caso estadounidense y obtuvieron los siguientes resultados: en 1930, Estados Unidos invertía un barril de petróleo para extraer 100 barriles, la TRE era 100:1; en 1970, bajó abruptamente a una relación próxima a 25:1; en 1980, se ubicaba en el rango de 18:1 a 11:1; por último, estimaron que la TRE actual podría haber descendido hasta una proporción de 3:1 (Hall y Cleveland, 2005).²¹ Esto significa que los petróleos más útiles de que dispuso la civilización en el siglo XX se van agotando y que los petróleos más impuros que entran en los horizontes de producción demandan un gasto energético gradualmente superior. Este factor realimenta positivamente el círculo de aumento en el precio de la energía.

Este escenario conlleva la revalorización del carbón, que posee las reservas más altas del conjunto de las energías fósiles, y la continua explotación del gas natural, cuyas recientes innovaciones de manipulación para el transporte a grandes distancias en la forma de gas licuado (GNL) está ampliando y transformando los mercados internacionales. Ambas fuentes van de a poco supliendo al petróleo y al hacerlo también frenan el avance de alternativas tecnológicas más sustentables.

En suma, el cenit petrolero, que ocurrirá inevitablemente, es el acontecimiento que pone fin a una era signada por la abundancia, el fácil acceso, la alta calidad y los bajos costos y precios de la fuente de energía dominante en el sistema económico y político mundial.

²⁰ En relación con la formación de precios, Fernández Durán (2008:27) explica que el auge del período se debe a la combinación de las siguientes causas: i) el conjunto de resistencias sociales contra la apropiación y la expropiación del petróleo por parte de estados y empresas, ii) las restricciones físicas al incremento de la oferta mundial de crudo y iii) la falta de capacidad de refino.

²¹ Páez García (2006) le asigna una TRE de 4:1 a las arenas asfálticas.

2.4. Inconvenientes de la sustitución

En el fondo de la cuestión energética, el problema se halla en que el agotamiento del petróleo converge en el tiempo con la ausencia de una nueva fuente primaria de energía, o una alternativa técnica aplicable a fuentes conocidas, capaz de sustituir masivamente al petróleo como fibra del tejido social en el mediano y largo plazo (León y Rosas Landa, 2006; Prieto, 2010). Más allá de los adelantos y descubrimientos realizados desde la segunda mitad del pasado siglo en el manejo y desarrollo de las energías no convencionales, todavía no se divisan señales fehacientes de competitividad frente a las amplias ventajas económicas y técnicas que sigue ofreciendo el petróleo: amplias reservas probadas de crudo convencional, abundancia de recursos no convencionales, facilidad de transportación y almacenamiento, menores costos relativos en mano de obra, alta disponibilidad, poder calorífico superior, diversidad de usos y aplicaciones, madurez de tecnologías, mayor TRE, mayor aceptabilidad, entre otras (Caldwell, 1976; Bronstein, 2008).

Las restricciones en el desempeño actual de las tecnologías alternativas impiden que alguna de ellas se posicione, al menos en años próximos, en la fuente dominante alrededor de la cual reconstituir el orden técnico. El aprovechamiento eólico o de la energía solar, por ejemplo, está seriamente condicionado por la discontinuidad en el suministro primario, lo que traduce un bajo factor de utilización y una alta capacidad ociosa. La imposibilidad de almacenamiento en gran escala, también actúa como una restricción técnico-económica. Es decir que la expansión de los sistemas energéticos se encuentra bloqueada por retardos en el progreso técnico. Pero la sustitución de los combustibles fósiles por energías alternativas no sólo choca contra limitaciones técnicas y físicas, sino también contra la tenaz defensa de los intereses que se verían afectados por una sustitución importante (Blanco, 2005). Esto nos ayuda a comprender por qué, pese a las severas complicaciones padecidas y a las que se avecinan, el petróleo se mantendrá a la cabeza de la batalla de las fuentes.

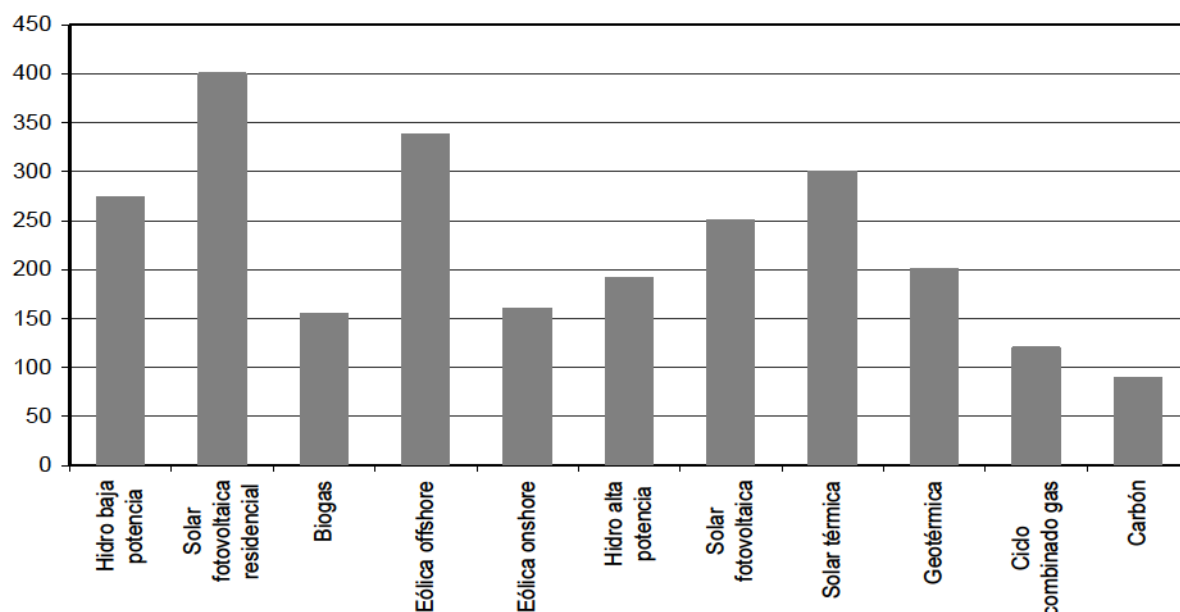
En este contexto, de enorme dificultad para levantar el techo de la oferta de manera significativa y duradera, sumado a los requerimientos en materia ambiental, pasan al centro de la gestión los principios del uso racional y eficiente de la energía que comentamos en el Capítulo I. El objetivo principal de estas decisiones consiste en minimizar el derroche de unos recursos que, ante la irreversibilidad de la entropía, se estiman cada vez más valiosos por medio de innovación tecnológica, regulaciones específicas, estímulos financieros, señales de mercado y otros mecanismos institucionales.

Esta mirada es concomitante con el supuesto de que una administración conservativa de los combustibles fósiles colabora alejando la llegada del cenit del petróleo, a la vez que prorroga los plazos para el logro de resultados más óptimos en el progreso de las tecnologías de explotación de recursos energéticos no convencionales. Aunque, es importante señalarlo, en las estrategias de la eficiencia energética existe la posibilidad de que las acciones incurran en los vicios de la contrariedad que plantea la clásica “paradoja de Jevons”, que sostiene que una mejora de la eficiencia en la utilización de un recurso natural lleva a reducir el consumo de cada productor individual, pero, a la postre, termina por aumentarlo a nivel de conjunto, debido a que las disminuciones individuales se verán descompensadas por la rápida difusión de esa nueva tecnología (Jevons, 2009).

Una barrera central a la profundización de las energías renovables no convencionales sigue estando en los costos de producción. A pesar de las notables reducciones de los costos percibidas en los últimos quince años, las energías fósiles tradicionales permanecen al frente de la competencia (ver Gráfico N° 6). Por otra parte, las mejoras tecnológicas en materia de

rendimiento de los combustibles fósiles, tales como la del ciclo combinado en la generación termoeléctrica, hacen de éstos una opción más segura y rentable que la vía de las energías renovables, que exigen grandes inversiones iniciales y poseen una menor tasa de retorno del capital.²² Para sortear estas barreras es necesaria la decidida implementación de políticas de promoción al desarrollo energético sostenible, mediante subvenciones de precios, planes de financiamiento o reserva de cuotas de mercado, entre otros estímulos.

GRÁFICO Nº 6. *Costos de generación de la electricidad por tipo. Promedio mundial, año 2013.*



Fuente: IEA (2014).

En cuanto a las TREs de las energías no convencionales sucede que, por un lado, las renovables (eólica, solar, biomasa, etc.), habiendo experimentado mejoras sustanciales en las recientes décadas, son aún bastante inferiores a las de los hidrocarburos; por el otro, las energías no renovables (nuclear, básicamente) sí superan dichos valores, pero hallamos aquí impedimentos de reemplazo de carácter práctico referido a las limitaciones técnicas de usos y restricciones éticas vinculadas con el riesgo y la peligrosidad. Por vez primera estaríamos asistiendo a una inversión en la tendencia histórica de la TRE, considerada desde un punto de vista global. Si en las anteriores grandes transiciones (de la tracción animal a la leña, de la leña al carbón, del carbón al petróleo y gas), asistimos a saltos incrementales en la TRE, la actual transición muestra una fuerte reducción de la misma que complica aún más el ya de por sí crítico escenario. Al menos por un tiempo que hoy parece ser indefinido, estaríamos parados frente a una barrera infranqueable a la que la política del uso racional de la energía se deberá adaptar inevitablemente.

A este respecto, el desafío del porvenir humano consistirá en reacomodarse a vivir con una TRE baja en un mundo que ha sido construido con una TRE alta, lo que sugiere que muchos de los procesos y actividades que se han desplegado gracias al elevado consumo de energía -en especial, los sistemas de transporte- deberán ser reordenados en función de los nuevos parámetros de disponibilidad y costos de producción que depara la escasez objetiva

²² La tecnología de "ciclo combinado" mejora la eficiencia energética de la máquina generadora aprovechando la presión del gas expulsado en la combustión para producir energía nuevamente, en lugar de liberarlo a la atmósfera como ocurre en el "ciclo simple a cielo abierto".

de los combustibles o, de no lograrse la desestructuración de las modalidades vigentes y la reestructuración en esquemas sustentables que sigan posibilitando la provisión de bienes y servicios a grandes distancias, la satisfacción de necesidades de sectores de la población podrían sucumbir ante la desconexión y la desarticulación en los circuitos del intercambio.

El diseño urbano-arquitectónico de la sociedad industrial, el de la energía abundante y barata, es el de una ciudad impensada para funcionar de forma energéticamente racional. Esto se impone como un dato duro de la realidad de los espacios producidos que costará adaptar a las líneas de fuerza de la transición.²³ La tendencia geográfica de la globalización supone una intensificación de flujos de todo tipo que surcan el globo. La tendencia urbana a la dispersión obliga a los habitantes de las grandes metrópolis a recorrer distancias extensas diariamente para llevar a cabo sus rutinas y a hacerlo individualmente, un modelo de ciudad carísimo e insustentable (Pesci, 2004). Ambos procesos entran en colisión con la necesidad estructural de conmutar hacia fuentes de energía menos concentradas. Los asentamientos urbanos son maquinarias derrochadoras de energía, con un piso de la demanda difícil de reducir. En ese sentido, la inercia geográfica actuaría más como una presión autodestructiva que una fuerza regenerativa. Campbell se muestra optimista sobre este punto y sostiene que los problemas del agotamiento podrían dar lugar a “formas de vida más regionales, [donde] los mercados serán más locales”.²⁴ Para bien o para mal, parece no haber dudas de que la acción combinada de los fenómenos involucrados en la contracción energética impulsará una reconfiguración de las relaciones entre los procesos sociales y las estructuras espaciales y urbanas.

En efecto, las dificultades para sustituir al petróleo convencional constituyen uno de los aspectos sobresalientes de la transición hacia la nueva era de la energía. Para abastecer a la demanda mundial de energía, por lo tanto, será necesario profundizar la diversificación de las fuentes y técnicas de energía, apostando por igual al desarrollo de las tradicionales como de las alternativas, ya que todas serán imprescindibles en menor o mayor medida. Es así que en los años venideros, los hidrocarburos seguirán ejerciendo un indiscutido predominio en la oferta total de la energía, aunque con una porción de la torta inferior a la actual.

2.5. Conservación de la energía y desarrollo

Durante los tiempos prósperos de la Posguerra, se consolidó la asociación directa entre *consumo de energía y desarrollo económico*. Las frases usuales de la época aseguraban que existe “una correlación general positiva entre el consumo de energía y el bienestar o la prosperidad” (Zimmermann, 1967), que “donde llega la electricidad barata y abundante, hay progreso y bienestar” (Arnolds, 1971) o que “un buen desarrollo energético lleva a un buen desarrollo económico” y que éste se verá trabado por recursos energéticos insuficientes” (Dozo y Firbeda, 1972). Acorde con esta postura, puede aceptarse que la escasez energética tendrá efectos retardatarios en el proceso de desarrollo. Sin embargo, no sería tan evidente

²³ Nos referimos al modelo de la “ciudad desparramada”, asociado a la masificación del transporte automotor individual durante el siglo XX, con una distribución de usos del suelo que ameritan cumplir con largos trayectos para ser vinculados, y a la alta densidad de construcciones en altura y/o a con disposiciones espaciales de las edificaciones que impiden un buen aprovechamiento de la luz natural y de los flujos térmicos, sendos comportamientos derivados de una morfología urbana que estimula el derroche energético. Lewis Mumford (1979) fue uno de los tempranos y agudos críticos de la dinámica energética de la ciudad capitalista.

²⁴ Testimonio extraído del documental “Petróleo, el fin de una era” (*A high-risk barrel*) de 2005 dirigido por Emmanuel Amara.

el recorrido contrario: el desarrollo sólo es posible a través del constante consumo de la energía. Más todavía, es justamente ese mismo consumo elevado y progresivo de los países altamente industrializados el factor que ha precipitado el agotamiento de los recursos fósiles estratégicos y ha provocado los grandes impactos ambientales de este período de la historia. Puesto en otros términos, ese permanente aumento en la demanda de la energía también implicaría derroche y, en consecuencia, un signo contrario a la sostenibilidad.

Las crisis de petróleo producen un viraje brusco en el que se intenta pasar de esas políticas “unidimensionales”, en las que la respuesta al aumento de necesidades sociales y económicas no podía ser otra que el aumento de la oferta de energía, a nuevas políticas basadas en un estudio fundado de la demanda, el ahorro y la racionalización (Rosenfeld *et al*, 1990). Como dijimos, uno de los grandes desafíos que enfrentan las sociedades actuales en materia energética reside en conservar la energía empleada en las diferentes actividades sin perder niveles en la calidad de vida de sus habitantes. Para lidiar con la escasez de la energía manteniendo -y aún aumentando- los estándares de desarrollo y expandiéndolos de manera equitativa, se torna indispensable optimizar los niveles del consumo mediante las mejoras en eficiencia energética. El desarrollo energético sostenible apunta a satisfacer las mismas necesidades humanas, que remiten estructuralmente a los particulares procesos de trabajo con los que se activan los satisfactores, con consumos progresivamente menores de la energía.

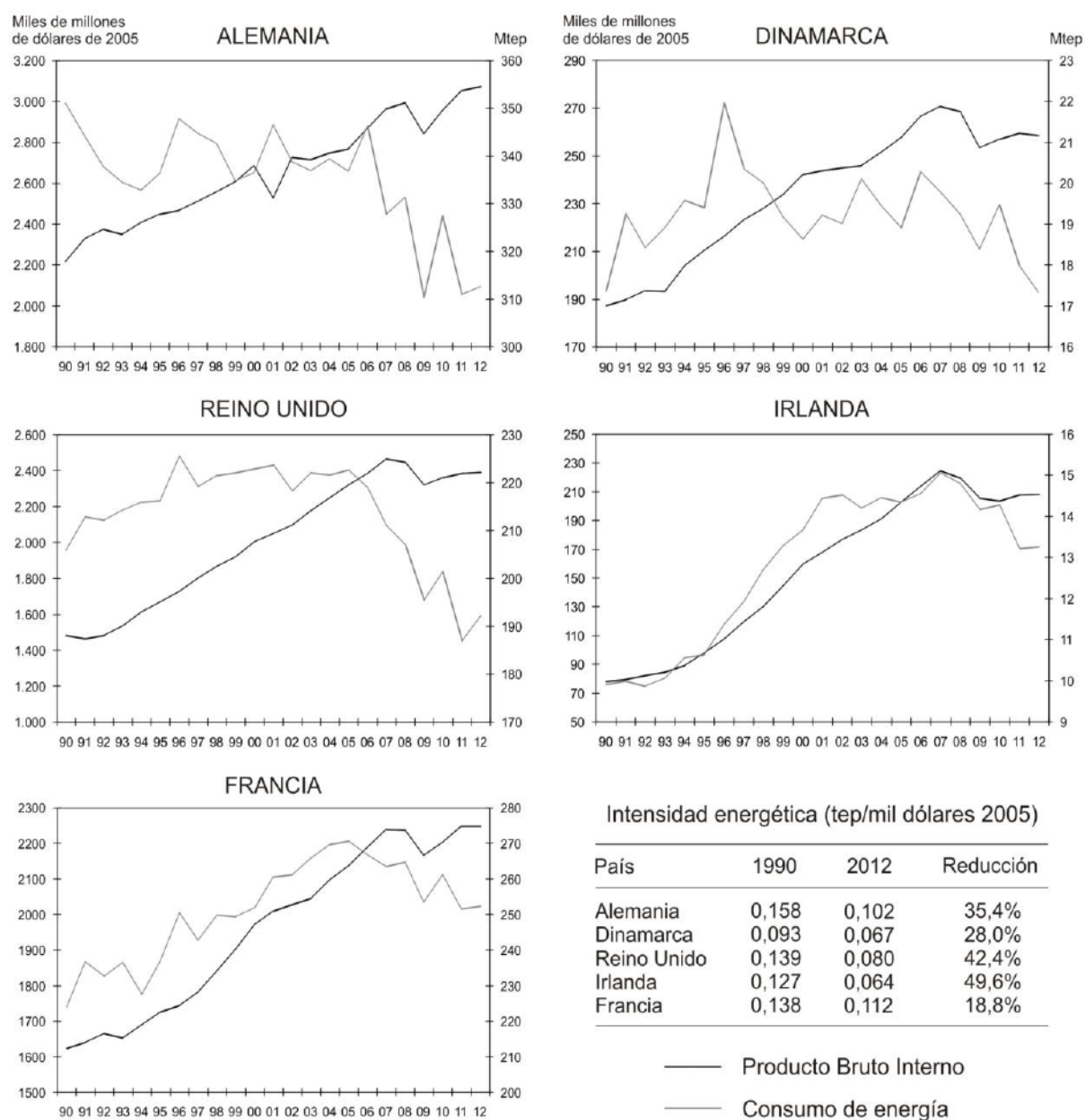
Comparando la evolución del consumo de la energía (CE) y el Producto Bruto Interno (PBI), detectamos el tipo de asociación que se establece entre ambas variables. Si calculamos el cociente entre dichas variables, obtenemos una medida de *Intensidad Energética* ($IE = CE / PBI$), indicador utilizado para analizar la eficiencia energética. Los gráficos que se insertan más abajo muestran la evolución de las variables desagregadas para cinco casos ejemplares de maximización de la eficiencia energética para el período 1990-2012 y se enlistan valores de intensidad energética al inicio y al final de dicho lapso.

Ya sea en un tramo mayor o en uno menor del período, los cinco casos seleccionados demuestran una correlación inversa entre consumo de energía y Producto Bruto Interno. Es decir que mantienen un crecimiento económico estable a la vez que logran reducciones en la demanda total de la energía. El ejemplo más representativo es el de Alemania, que se viene comportando de esta forma desde el principio del período, amén de ciertas irregularidades en la tendencia. Dinamarca consigue quebrar la relación positiva a finales de la década de 1990 y desde ese entonces consigue un movimiento descendente del consumo energético. En tanto que los tres casos restantes (Reino Unido, Irlanda y Francia) obtienen resultados en la segunda mitad de la década de 2000. En todas las series consideradas aparece el impacto de la crisis global de 2008 como un decrecimiento del PBI que se ve reflejado en el consumo de energía. Al margen de ello, la posterior recuperación de las economías retoma el camino de la eficiencia energética. Además de los casos más exitosos, cabría considerar a aquellos países y regiones que alcanzaron resultados satisfactorios manteniendo estacionario el nivel de consumo energético o reduciendo la tasa de crecimiento sin afectar el desempeño de sus economías (Noruega, España, Australia, etc.).

En la tabla anexa pueden apreciarse dos cosas. Por un lado, las fuertes rebajas en la intensidad energética que han acusado los países en las últimas dos décadas, en sí mismas indicativas del mejoramiento de la eficiencia energética y de la competitividad. Por el otro, esos valores confirman una alta y creciente productividad energética, esto es, la necesidad

de un gasto energético comparativamente menor al que deben efectuar otras naciones del mundo para producir una unidad de PBI.²⁵

GRÁFICO Nº 7. Consumo de energía versus Producto Bruto Interno. 1990-2012.



Fuente: elaboración propia con datos de la Agencia Internacional de la Energía (en sitio web).

La explicación de estos fenómenos está en la decidida intervención de los gobiernos en materia de gestión y planeamiento de la eficiencia energética. Si el enfoque tradicional de la planificación energética estaba centrado en la oferta, procurando ejecutar las obras a tiempo para alimentar a una demanda creciente que evoluciona de manera independiente, el enfoque de la planificación energética sostenible, además de atender a cuestiones propias

²⁵ Para tomar en consideración, los países latinoamericanos con mayores grados de desarrollo (México, Brasil, Chile, entre otros) debe consumir en promedio entre tres y cuatro veces más energía para producir la unidad de PBI.

de la oferta, busca racionalizar el vínculo oferta y demanda, impulsando la minimización del consumo de energía por medio del ahorro y la eficiencia.²⁶ Por consiguiente, la demanda deja de ser una variable flotante del sistema.

En el contexto europeo, la eficiencia energética se ha conformado en una prioridad. Desde la década de 1990, varios países comenzaron a implementar políticas de fomento al uso racional y eficiente de la energía, instrumentando diversos mecanismos normativos y regulatorios y destinando inversiones para apuntalar el progreso tecnológico. Más tarde, el Parlamento Europeo promulgó directivas comunes a las cuales las normas nacionales de los países miembros deben adaptarse para cumplir objetivos y metas de eficiencia energética.

El paradigmático caso alemán comprende una amplia batería de medidas entre las que cabe destacar: fijación de precios energéticos altos, haciendo de éstos una verdadera señal para incrementar el ahorro y fomentar las inversiones en eficiencia, aplicación de un “impuesto ecológico” sobre el consumo de combustibles fósiles (fuel y gas) y de electricidad, aplicación de un impuesto específico a la energía eléctrica que exceptúa la generada en base a renovables, préstamos con bajo interés para proyectos de ahorro en edificios existentes y fijación de límites al consumo en edificios nuevos, obligatoriedad de autoproducción del 15% de la energía consumida en edificios utilizando fuentes renovables, etiquetado energético, reforma de códigos de edificación, subvenciones a la inversión en ahorro para industrias, redefinición de la estructura tarifaria, modernización del alumbrado público, mejoramiento en el acceso a la información básica y campañas informativas (Sáenz de Miera y Muñoz Rodríguez, 2009; Hermosilla, 2013). Medidas similares han sido practicadas en otros países europeos y no europeos alcanzando distintos resultados. Podemos agregar: deducciones impositivas, sistemas de compensación impositiva, fondos de desarrollo a la reconversión técnica y sistemas de certificados de eficiencia otorgados a empresas.

2.6. El desarrollo eléctrico en el mundo

2.6.1. Transformaciones en la matriz eléctrica mundial

De los distintos subsegmentos del consumo energético, la generación eléctrica es, tal vez, el más proclive a la sustitución de fuentes de energía primaria (Riechmann, 2009). Por ello, el sector eléctrico asume un rol primordial en la liberación de cuotas de combustibles fósiles que quedan reservadas para ser consumidas en usos y artefactos en donde concretar reemplazos resulta sumamente difícil, si no inviable. A veces, el proceso de transformación implica una sustitución interna dentro del conjunto de los combustibles no renovables, de modo que el petróleo es reemplazado por carbón o gas. Si efectuamos una comparación de la composición de la matriz eléctrica a nivel mundial en base a los años 1973 y 2011, como muestra el Cuadro Nº 7, identificamos las siguientes tendencias:

²⁶ Una concepción clásica de la planificación energética se encuentra, por ejemplo, en Álvarez Watkins y Sánchez Iñarejos (2005:1), quienes la definen en el sentido de “estudiar metódicamente de dónde se van a sacar los recursos energéticos que utilizaremos en el futuro”. Tal visión no hace explícita una preocupación por la sostenibilidad del sistema. Por el contrario, para Rey (2005:11) la planificación energética implicaría “hacer un uso eficiente de los recursos disponibles para abastecer una demanda de energía, que se debe satisfacer al mínimo costo sin comprometer los recursos que necesitarán las próximas generaciones y sin comprometer al medio ambiente”. Este segundo ejemplo sí toma consideración explícita de la sostenibilidad.

- i. La energía fósil descendió de un 75% de la torta al 68%, pero el consumo de este subgrupo se multiplicó 3,3 veces, saltando de unos 4.592Twh a 15.046Twh. En contraparte, la energía no fósil pasó de cubrir el 25% de la producción eléctrica al 32% (de 1.523Twh a 7.080Twh). El balance señalaría que, a nivel mundial, la dependencia de los recursos fósiles ha aumentado pero el esfuerzo por minimizarla mediante la diversificación ha sido apreciable: por cada watt de electricidad basada en combustibles fósiles se produjeron 0,53watts de electricidad proveniente de energías alternativas.
- ii. El petróleo cayó un 30% en el consumo destinado a generación eléctrica, lo que indica una sustitución neta con $b/a = 0,7$.
- iii. El reposicionamiento del carbón que se observaba en el suministro primario tiene su eco dentro del sector eléctrico, liderando por mucho en el ranking de fuentes con más de un 40% del total en 2011. Así, luego de un decaimiento de la producción a mediados del siglo XX por la rápida entrada en escena del petróleo, vuelve a ubicarse en la cima de los recursos no renovables para generación eléctrica. Las altas tasas de crecimiento económico sostenido que experimenta China en las últimas décadas, junto a la fuerte dependencia de este insumo que mantienen varios países desarrollados o emergentes, explican este fuerte impulso (Sitio de AEREN).
- iv. Un significativo incremento del aporte del gas natural, que casi duplicó su participación porcentual, multiplicando por casi siete veces su cantidad y llegando a representar la quinta parte del consumo mundial de energía del sector eléctrico. Las razones de ese crecimiento continuo se debe a que: constituye un tipo de energía confiable y abundante, las tecnologías de generación térmica hace tiempo alcanzaron un estadio de madurez, el gas previamente venteadado va siendo aprovechado por centrales instaladas en boca de pozo y las sustanciales mejoras de los niveles de eficiencia energética en las turbinas de gas.
- v. Las energías alternativas (Nuclear + Otras) treparon del 3,9% al 16,2%, exhibiendo la más acelerada tasa de crecimiento del sector, asociada con el bajo nivel de partida. El subgrupo "Otras", que comparten las energías eólica y solar, se multiplicó casi 27 veces en el período, pero en 2011 todavía no llegaba a cubrir más que un 4,5% del total. La energía nuclear tuvo un período de expansión entre las décadas de 1970 y 1990, pero su ritmo de crecimiento se ralentiza, condicionado por la baja aceptabilidad y las limitaciones de capacidad productiva de la industria mundial de reactores y otras piezas necesarias para las centrales atómicas. Las renovables no convencionales (eólica, solar, etc.), en cambio, han crecido con ligereza desde la década de 1990, y lo seguirán haciendo en los próximos años, con expectativas de que superen el 35% de cobertura de la demanda eléctrica mundial hacia 2025 (IEA, 2014).
- vi. Un ascenso de la generación hidroeléctrica, pero con una performance más lenta que la de cualquier otro tipo y que la llevó a una disminución porcentual del 21% a menos del 16%. Aunque la fuerza hidráulica es la energía renovable tradicional por excelencia, los precios comparativamente bajos y la abundancia de los hidrocarburos (sobre todo, del gas natural), la saturación de la capacidad de carga de ríos con potencial hidroeléctrico y las resistencias sociales a la instalación de represas por el impacto ambiental que generan los embalses de gran superficie, pusieron frenos a una expansión que tuvo su época de auge en las décadas del 1960 y 1970. Más acá en el tiempo, la energía hidráulica se ha comenzado a aprovechar en microcentrales.

Cuadro Nº 7. *Participación de fuentes en la generación eléctrica mundial. Años 1973 y 2011.*

Fuente de energía	1973		2011		b/a
	TWh (a)	%	TWh (b)	%	
Petróleo	1504	24.6	1.062	4.8	0,70
Carbón/turba	2342	38.3	9.138	41.3	3,90
Gas natural	746	12.2	4.846	21.9	6,49
Hidroeléctrica	1284	21.0	3.496	15.8	2,72
Nuclear	202	3.3	2.589	11.7	12,81
Otras*	37	0.6	995	4.5	26,89
TOTAL	6115	100	22.126	100	3,61

*Incluye geotérmica, solar, eólica, biocombustibles y residuos.

Fuente: elaboración personal en base a datos de IAE (2013).

2.6.2. *Heterogeneidad en las trayectorias nacionales: una aproximación tipológica*

El panorama global de la electricidad enseña una realidad de transformaciones de enorme envergadura para el mundo actual, pero esconde la heterogeneidad de las matrices nacionales. Allí se constata el despliegue de diversas estrategias y trayectorias de desarrollo eléctrico, explicadas en función de una multiplicidad de factores, empezando por la dotación de recursos energéticos existentes y disponibles en el territorio. La revisión de ejemplos de orden nacional nos permite identificar discrepancias en el modo de adaptación del sector eléctrico al proceso global de la transición e inferir grados de (in)sostenibilidad y de riesgo ante eventuales movimientos bruscos de los mercados energéticos con relación al nivel de dependencia hacia los hidrocarburos, en especial, hacia los derivados del petróleo utilizados en la generación de la electricidad. Surgen, entonces, diferentes configuraciones o patrones de transición electroenergética nacionales. A continuación, tomamos como marco temporal el período 1972-2012 y ensayamos una aproximación tipológica a esa variedad, identificando ocho clases.²⁷

1. Los autónomos. Ciertos países han usado hidrocarburos en su suministro eléctrico de una manera muy marginal. Casos como el de Noruega e Islandia caen dentro de esta categoría. Ambos países basaron la gran parte de su generación en el aprovechamiento hidroeléctrico y en años recientes introducen renovables no convencionales. Destaca el modelo noruego, que desarrolla una matriz eléctrica prácticamente sin hidrocarburos, aún siendo uno de los principales productores mundiales de petróleo.

2. Nuclearización sustitutiva. Un segundo grupo estaría representado por países que en la década de 1970 poseían un aporte significativo de combustibles fósiles y que, aprendidas las lecciones enseñadas por las crisis del petróleo, minimizaron la dependencia de tales insumos sustituyéndolos por energías no convencionales no renovables. En las décadas del setenta y del ochenta, varios países centrales desarrollaron ambiciosos programas de energía nuclear para sustituir hidrocarburos rápida y masivamente, provenientes en su mayoría del comercio exterior (Mariano, 1999). En algunos países europeos, como Francia, Hungría o Bélgica, esta tendencia se mantiene en pie, haciendo de la generación nuclear el tipo predominante.

²⁷ Para la descripción que sigue, utilizamos información de la Agencia Internacional de la Energía (en sitio web).

3. *Diversificación sustentable con base no renovable*. La construcción de matrices eléctricas diversificadas a lo largo de todo el período, sea con participación relativamente equivalente de distintas fuentes de energía no renovable o con el predominio de alguna de ellas, es una estrategia adaptativa seguida por Estados Unidos, Alemania, Dinamarca, Finlandia o España. Vemos, aquí, economías desarrolladas que disponen de recursos energéticos alternativos al servicio del crecimiento y comprometen iniciativas de progreso tecnológico dirigiéndolas en todas las direcciones del bagaje actual. Desde los años noventas, las energías renovables no convencionales se incluyen en el *mix* alcanzando una alta participación, tanto en valores porcentuales como absolutos.

4. *Diversificación sustentable con base renovable*. Un patrón similar al anterior pero sobre la base de la producción hidroeléctrica, que representa más del 60% de la generación. Canadá, Brasil o Austria han marchado en este sentido.

5. *Profundización renovable convencional*. Otros países optaron por reducir la dependencia de energía fósil profundizando las renovables tradicionales; tales son los casos de Venezuela y Corea del Norte, que explotan sus recursos hídricos como fuente principal. En esta clase no hay diversificación hacia energías no convencionales.

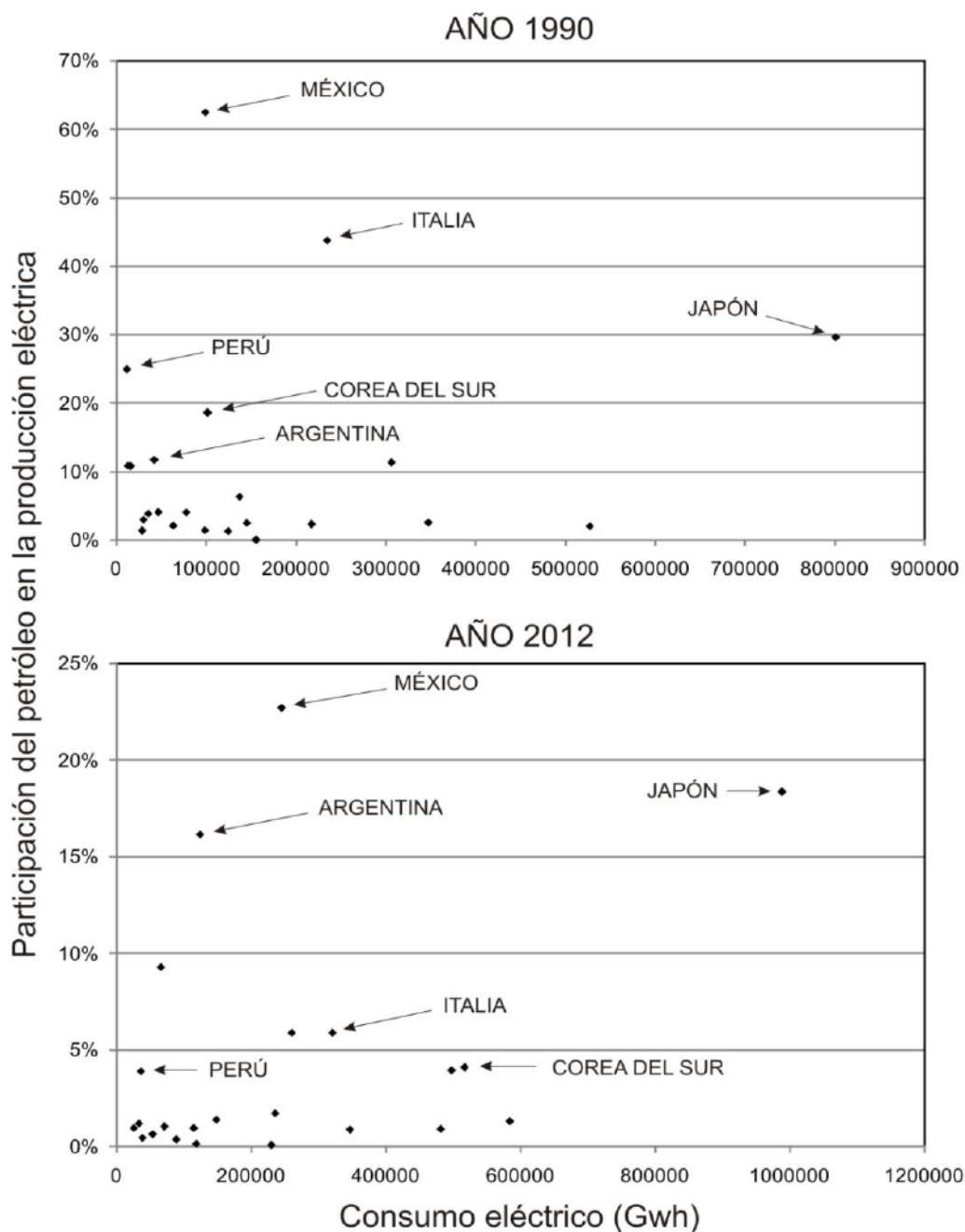
6. *Sustitución interna fósil*. Una conversión bastante típica consiste en la sustitución interna al conjunto de las energías fósiles, sin que ello implique necesariamente una reducción de esta clase en la participación total. Por lo general, cuotas de petróleo son reemplazadas por gas o carbón y en distintas olas de innovación. En estos casos, tanto la carencia como la posesión de recursos fósiles juegan en el mismo sentido. Allí donde existen, son valorizados y puestos en funcionamiento. Donde no disponen de ellos, la sustitución fósil se da por la vía de las importaciones. Pueden enlistarse en este cuarto grupo, las trayectorias de desarrollo eléctrico de Italia, Inglaterra, Japón, Singapur, México y Perú.

7. *Fósil estabilizado*. En varios países donde abundan los recursos energéticos del subsuelo y, por lo usual, carecen de alternativas, los sectores eléctricos consolidaron matrices con muy alta o total dependencia de la energía fósil, signo manifiesto a lo largo de todo el período y con una proyección invariable de cara al futuro inmediato. China, Australia, Polonia o Sudáfrica se ubicarían entre los de muy alta dependencia (85-90%) y las naciones de la península arábiga, Israel, Argelia o Bangladesh ejemplifican casos de dependencia exclusiva.

8. *Fosilización*. Por último, tenemos el caso de algunos países que, yendo a contrapelo de la tendencia global de la transición, profundizaron su dependencia de los combustibles fósiles en las pasadas décadas. La trayectoria de “fosilización” de las matrices eléctricas se efectúa explotando recursos propios o importándolos. Generalmente, en este proceso se desplaza a la producción hidroeléctrica, por lo que los recursos fósiles suplen a los renovables. Operar en esta dirección dentro del sector eléctrico en tiempos de agotamiento, significa volver más vulnerables los sistemas de aprovisionamiento y el funcionamiento íntegro de la economía nacional. Países que han actuado de esta forma son Portugal, Chile, Bolivia o Camerún. En esta clase, se incluye la Argentina, cuya transformación analizamos en detalle en la segunda parte de la tesis.

Desde ya, esta clasificación pretende agrupar procesos de transición energética en base a la identificación de direcciones más o menos estables en el tiempo, omitiendo los niveles de complejidad que reflejan algunas experiencias nacionales, con fases de avance y retroceso en la explotación de determinados recursos o con comportamientos irregulares o erráticos. Pero lo interesante de esta breve caracterización, no obstante, es que añade una dimensión al marco de referencia desde la cual valorar las acciones de gestión del sector eléctrico que se observan en situaciones concretas.

GRÁFICO Nº 8. *Consumo eléctrico (Gwh) y participación porcentual del petróleo en la generación eléctrica por país. 1990 y 2012.*



La confrontación de los gráficos de dispersión de 1990 y 2012 demuestra la tendencia general hacia la minimización en el uso de derivados del petróleo en la matriz eléctrica, sobre todo, en aquellos países que poseían una participación considerable (México, Italia, Japón, Perú, Corea del Sur, etc.). El caso argentino resalta por trepar de 11,64% en 1990 a 16,13% en 2012, instalándose en el grupo de los países que ostentan la mayor dependencia petrolera; México, que posee abundantes recursos propios, y Japón, una de las mayores economías del globo, que carece de recursos energéticos suficientes para atender su alto consumo y debe recurrir necesariamente a la importación.

Fuente: elaboración propia con datos de la Agencia Internacional de la Energía (en sitio web).

2.6.3. El rediseño espacial de las redes eléctricas en tiempos de transición

A medida que las matrices eléctricas van adoptando los cambios técnicos-productivos que supone la transición energética global, las redes transforman su aspecto y el del medio geográfico circundante en el cual se instalan. Para finalizar el capítulo, colocamos la atención en el rediseño espacial de las redes eléctricas asociado con los patrones de reconversión.

Los procesos de innovación técnica y organizacional que se han puesto en marcha en los sectores eléctricos de distintos lugares del mundo para cumplir con los objetivos de la sostenibilidad energética, predefinen unas pautas de desarrollo relativamente homogéneas en el despliegue espacial de las redes eléctricas. Esto se debe a las propiedades físicas y técnicas que poseen las energías renovables no convencionales y a la forma de valorización económica a la que se hallan sujetas. En comparación con las energías tradicionales, estos recursos se caracterizan por su naturaleza espacialmente dispersa y por una baja densidad (IEA, 2009; Prado, 2010). Estas limitantes llevan a acrecentar la dependencia de la aplicación de la energía respecto del espacio, una inversión de la tendencia de la economía energética moderna.²⁸

De lo anterior se desprenden varias consideraciones referidas a la espacialidad. Como la densidad energética de los recursos renovables es baja, para entregar valores de potencia medianos o altos se debe utilizar una cantidad muy grande de suelo.²⁹ Se plantea, entonces, una disyuntiva. Si se acude a un aumento del tamaño de las centrales, consumiendo mucho espacio disponible en una localización relativamente alejada de los centros de consumo, se deberán tener en cuenta la necesidad de líneas de transmisión y puntos de conexión, las pérdidas por disipación en la transmisión a grandes distancias, entre otras dificultades.³⁰ Si se decide la implantación en el propio centro de consumo, o en sus adyacencias, se deberá considerar que el uso energético extensivo en suelo competirá con las demandas de suelo solicitadas para otros usos, sobre todo, los del sector primario de la economía en los que radica el *hinterland* de los asentamientos urbanos que poseen cierto grado de complejidad. Es probable que los terrenos disponibles para este destino no hagan posible la instalación de infraestructura eléctrica de gran escala y que, en consecuencia, el montaje de proyectos de esta clase en áreas periurbanas sea de baja o mediana potencia. Puede inferirse, así, que para los espacios urbanizados que poseen condiciones ambientales favorables a la adopción de estas técnicas alternativas, y en los que existe la voluntad política de darles impulso, la

²⁸ Pierre George enumera, entre otras, las siguientes “tendencias progresivas de la economía energética”: aligeramiento de la fuente de energía respecto de la potencia desplegada, creciente independencia de la aplicación de la energía respecto del espacio geográfico y reducción del precio de coste de la energía (George, 1980). Opuestamente, asistiríamos ahora a una pérdida del aligeramiento de la fuente respecto de la potencia, a una creciente dependencia de la energía respecto al espacio y a un aumento en el costo de producción de la energía.

²⁹ Para ejemplificar, el parque solar de Almaraz, instalado en Cáceres (España) posee una potencia nominal de 22MW y se expande en una superficie de 120has (Sitio de OPDE). El Parque Eólico Canela, ubicado en Coquimbo (Chile); contando sus dos proyectos, Canela I y Canela II; posee una potencia nominal de 78,5MW, para la cual se utiliza un terreno de 1.082has (Meza *et al*, 2011). Estas relaciones aritméticas simples permiten corroborar el bajo coeficiente de potencia por unidad de superficie que caracteriza a este tipo de renovables (a los efectos de la comparación general, es de nula importancia que la función sea lineal, exponencial u otra).

³⁰ Esto es algo común a cualquier tipo de central eléctrica. La diferencia reside en la agregación de restricciones simultáneas características de las energías renovables: no es lo mismo tolerar una pérdida del 6% en una central con un factor de utilización del 70% que tolerarlo en una con un factor de utilización del 25%.

transición energética representa un interesante desafío para la planificación y la ordenación del territorio.³¹

La acción combinada de estos atributos hace que la explotación de estos recursos energéticos tienda a realizarse mayormente siguiendo la forma de una organización local del proceso productivo, en base a la anexión de generadores de baja potencia en la red, lo que quiere decir que la electricidad debe ser consumida *in situ*, o en lugares próximos al de su producción.³² Comúnmente, esta estrategia recibe el nombre de “generación distribuida”, haciendo referencia al tamaño de los generadores y sin discrimina entre tipos de energías. Esto es tanto más cierto cuanto el estado de las técnicas particulares en el ámbito nacional o local de aplicación reviste un desarrollo incipiente, casi experimental, y el retorno del capital invertido se ve comprometido por la componente adicional de riesgo que implica innovar en mercados competitivos.

La actitud económicamente prudencial que ha venido caracterizando al desarrollo eléctrico en base a las renovables no convencionales puede ser cotejada en la evolución a paso lento de la potencia de los generadores. De las iniciativas de muy baja potencia se pasó a iniciativas de mediana potencia, y es en años recientes que se dio impulso al montaje de centrales de alta potencia.³³ La promoción de las renovables no convencionales también comprende, por extensión, el fomento a la auto y cogeneración de la electricidad, de forma aislada o conectada a la red y tanto para usos productivos (primario, industrial, comercial, u otro) como reproductivos (residencial). Una modalidad productiva en la que se incursionará cada vez más será la hibridación, plantas que combinan diferentes tipos de generación.

Por lo reseñado, el modelo espacial promovido por la incorporación de las energías renovables alternativas se asocia a la formación de subsistemas locales y descentralizados en los que es cada vez más notorio el acoplamiento de numerosas centrales pequeñas a las redes eléctricas preexistentes (IEA, 2009, *op.cit.*; Ruíz Hernández *et al.*, 2009; Energy Cities, 2011 y 2012, Romero y Barcia, 2013). Esto marca una sustancial diferencia en comparación con la tradicional configuración geográfica de las redes eléctricas, con una distinción bastante nítida entre grupos de puntos de la generación, que explotan unos recursos espacialmente concentrados (emplazamiento de las centrales hidroeléctricas en los márgenes de ríos o de centrales térmicas en la proximidad de los yacimientos de gas), y grupos de puntos del consumo (Segunda Etapa en Esquema Nº 2). En esta configuración clásica, como se recoge de la caracterización efectuada en el primer capítulo, predomina un control centralizado del vínculo entre demanda y oferta de electricidad.

Visto en una óptica de conjunto del desarrollo geográfico de las redes eléctricas, no obstante, se observaría una tendencia (leve o acentuada, pero no latente, sino real) hacia la heterogeneidad de emplazamientos de los puntos de generación eléctrica. Sería aceptable conceptualizar a este particular proceso de reconfiguración geográfica como una nueva fase

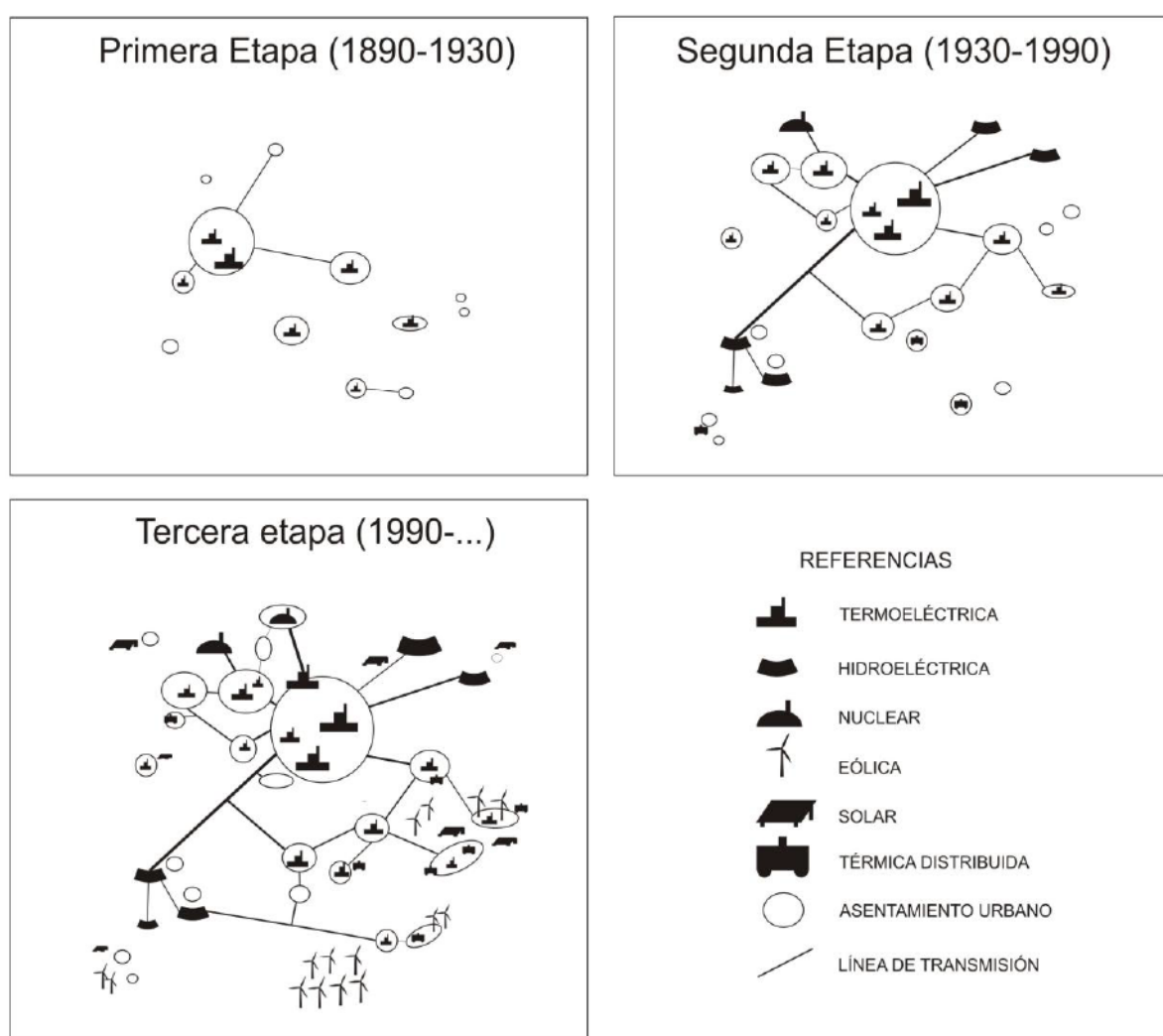
³¹ Una consideración aparte merece la instalación de parques eólicos *offshore*. En estos casos, no se hablaría de tensiones por el “uso del suelo”, aunque la formalidad terminológica normativa resulta irrelevante frente a la probabilidad de que se produzcan tensiones entre distintos usos del espacio marítimo/acuático: energía eólica *versus* pesca, energía eólica *versus* circulación marítima, energía eólica *versus* recreación y deporte, etc. No obstante, esto no quiere decir tampoco que toda instalación de aerogeneradores en el espacio acuático entre en contradicción con las actividades que habitualmente allí se llevan a cabo.

³² Comúnmente, esta estrategia de energización recibe el nombre de “generación distribuida”. No usamos por el momento esta calificación dado que sólo se refiere al tamaño y no discrimina entre tipos de energías.

³³ Vale aclarar que el aumento gradual de la potencia en las nuevas centrales generadoras es un registro minoritario, prácticamente confinado a unos pocos países con alto grado desarrollo de energías alternativas, que no invalida la tendencia localista de fraccionamiento de la potencia instalada.

en la división territorial del trabajo del sector eléctrico, caracterizada ya no mayormente por la especialización productiva regional, sino también por la simultánea emergencia de una tendencia opuesta hacia la difusión general de las actividades de producción de la energía eléctrica en los resquicios territoriales locales susceptibles de un acondicionamiento técnico y funcional ligado a los moldes transicionales (Tercera Etapa en Esquema Nº 2). Obviamente, la existencia de recursos energéticos en el entorno local y/o regional para su puesta en valor constituye la precondition insoslayable para adaptar las matrices a los nuevos patrones de energización. Pero cabe aclarar que la reasignación de los roles del espacio local no es un movimiento que se asocia de forma exclusiva a la estrategia de las renovables alternativas, sino que en ello se superponen transformaciones ligadas a la explotación de las renovables tradicionales (microcentrales hidroeléctricas) y a la ocupación de suelo ligada a la generación distribuida de usinas térmicas móviles.

ESQUEMA Nº 2. Configuraciones espaciales de la red eléctrica según etapas de desarrollo.



Fuente: elaboración propia adaptada de Hughes (1983) y European Technology Platform Smart Guide (en Nizovoy y Fröhlich, 2011).

En algunos lugares, las energías renovables no convencionales quedaban reservadas para alimentar mercados aislados y marginales. La interconexión de las redes y la conexión de las centrales de energías alternativas para suministrar electricidad a los grandes sistemas

comerciales, es allí lo que constituye la auténtica diferencia. La heterogeneidad técnica a la que se dirige la construcción de los sistemas eléctricos actuales conlleva la configuración de redes con mayor cantidad y mayor densidad de nodos productivos. En una reticulación de este estilo, conforme se multiplican los puntos de abastecimiento al nivel de la distribución, es posible prescindir del montaje de líneas de transmisión en alta tensión. De este modo, la reconversión técnica-productiva puede ayudar a disminuir la cantidad necesaria de capital fijo inmovilizado para un adecuado funcionamiento del sistema y modifica la concepción de los tiempos de la planificación de la oferta.

Por último, el aspecto territorial de la gestión del sistema eléctrico es afectado por la mixtura de la matriz. Las numerosas opciones técnicas van asociadas a la reestructuración de los modos de coordinación (centralizado-descentralizado) y redefinen el papel de las escalas menores del sistema eléctrico. Al menos, el grado de centralización en el control mengua en favor de una mayor autonomía de las jurisdicciones y ámbitos regionales y locales que ganan responsabilidades en la resolución de los problemas del abastecimiento de la energía.³⁴

La incorporación de fuentes alternativas de energía, las nuevas prácticas de consumo y producción, los cambios en el emplazamiento del uso energético del suelo y la relación que establece con otros sectores, la injerencia de nuevos actores y funciones y la introducción de novedosos artefactos, constituyen un entramado de circunstancias históricas que denota el cambio cualitativo en los procesos de producción y territorialización de la red eléctrica.

Recapitulando, la transición energética contemporánea es un subproceso de enorme envergadura integrado estructuralmente al drama epocal de la crisis energética que empieza a vislumbrarse en la década de 1970. Esta transición hacia una nueva era energética se incita por “obligación” de reproductibilidad de las relaciones sistémicas frente a una situación que combina de modo indisociable hechos vinculados con la construcción de la escasez subjetiva de oferta y la escasez objetiva de las energías fósiles fundamentales para el accionamiento de la base productiva de las sociedades modernas.

³⁴ Una discusión sobre la relación entre los sistemas tecnológicos, por un lado, y las organizaciones sociales más compatibles para su gestión, por el otro, se halla en Winner (1988).

Para una geoeconomía de la crisis energética: nociones sobre la espacialidad del desarrollo de las redes

El objeto de este tercer capítulo es el de volcar los elementos teóricos y conceptuales necesarios para enlazar el aspecto espacial de los procesos formativos de la crisis del sistema eléctrico de la costa atlántica bonaerense. Comenzamos exponiendo los conceptos clave de *red* y *territorio*, que definen los tipos básicos de *práctica espacial* incluidos en la explicación y la descripción. La red es el nexo esencial para dar cuenta de la realidad geográfica contenida en el sistema eléctrico; el territorio pone de relieve la relación espacio-poder, constitutiva de la conflictividad que presupone la crisis. En la teoría del *desarrollo geográfico desigual de las redes* situamos un encuadre geoeconómico pertinente para dirigir la exploración de factores que contribuyen a explicar la problemática del desarrollo eléctrico, tanto a escala nacional como local. Ya en un plano analítico más particular y más sustantivo, centrado en el arreglo geográfico local, aportamos la noción de *articulación geoeconómica crítica*, que opera como descriptor sintético de ciertos problemas de subdesarrollo inseridos en la estructuración de un espacio determinado.

Al cierre del capítulo, por lo tanto, desearíamos haber presentado razones suficientes para considerar al espacio producido y apropiado, como un momento activo en la formación de crisis localizada del sistema eléctrico.

3.1. Los conceptos geográficos clave

3.1.1. Red y reticulación

La perspectiva conceptual que asumimos en este trabajo busca entender a las redes en su simultaneidad *técnica* y *social* (Santos, 2000a; Blanco, 2009). La red es definida como un ensamble de nodos o puntos interconectados por líneas por las que fluye información, energía y/o materia y que, al hacerlo, cumple una función sistémica en el orden técnico, a la vez que un rol intermediario en las relaciones sociales. Por supuesto, las personas cuentan entre las alternativas de flujo. Dos fuentes nutren esta mirada: i) las definiciones formales de Parrochia (1993:31), quien ve en la red un “ensamble de objetos interconectados y reunidos por sus intercambios de materia e información”, y Gras (2001:130), que piensa en “flujos, nodos, contactos a larga distancia siguiendo vías”, y ii) el precepto de que, al margen de la lógica reticular que imponen a la organización político-técnica del espacio geográfico, las redes no tienen una dinámica intrínseca, sino que reciben su dinamismo del movimiento social y son inseparables de la cuestión del poder (Santos, *op.cit.*). En términos geográficos,

hablar de “reticulación” alude a un proceso particular de producción del espacio basado en la construcción y en la formación de redes.

Por lo dicho, este concepto de red está íntimamente asociado al concepto de gran sistema técnico.³⁵ Las redes formalizan su ingreso material y simbólico al mundo social como las redes técnicas de la modernización industrial. Originariamente, son canales, ferrocarriles y telégrafos. Vendrán, después, el gas y la electricidad, el transporte aéreo, la ola de nuevas telecomunicaciones, entre otras innovaciones del progreso tecnológico. Estas innovaciones producen cambios cuantitativos y cualitativos en las prácticas de una experiencia urbana que traspasa sus propios límites. Es la realidad histórica de estas redes que se desarrollan desde finales del siglo XIX sobre la base tecnológica de las principales formas de comunicación, transporte y energización, lo que los estudiosos de los grandes sistemas técnicos buscan comprender (Robert, 1999).

Pero, a medida que las redes fueron envolviendo al mundo y se aferraron hasta en los recintos más íntimos de la vida cotidiana, el vocablo fue instalándose en la terminología básica de un amplio espectro de discursos, científicos o no, impulsando una masificación de usos y aplicaciones que hicieron aflorar una pluralidad de imágenes y sentidos del fenómeno de la reticulación. Prácticamente, el único punto de contacto que es factible identificar entre las diferentes conceptualizaciones de la red, consiste en el recurso a los conceptos primitivos de la geometría -el punto y la línea- como marco representacional de su morfología. Vamos a ver algunas ideas subsidiarias de la génesis conceptual de las redes.

Profundamente arraigados en la metáfora organicista, basada en los descubrimientos de la moderna fisiología, y pegados al ideal de la ciencia y la tecnología como motores del progreso, el pensamiento político decimonónico cargó a las redes de fuertes connotaciones progresistas. Comprender la importancia de las funciones de la circulación en los organismos permitió valorar a la red y convertirla en la imagen-espejo privilegiada de la construcción de la nueva sociedad. Se dirá que la red es lo que hace posible la estabilidad, la autorregulación y la armonía. Tan preponderante será el papel, que el cuerpo mismo se considerará una red, un cuerpo-red. La circulación de flujos (información, dinero, personas, mercancías, etc.) en la sociedad poseerá un valor análogo al de cualquier irrigación necesaria en la naturaleza para mantener la vitalidad y asegurar un crecimiento sano y equilibrado. Los intercambios que hace posible el ferrocarril son un modelo para concebir a todas las redes técnicas como instrumentos para crear los vínculos universales de un globo solidario y de una sociedad igualitaria sobre las bases del naciente orden industrial (Mattelart, 1995; Parrochia, 2005). El proyecto de progreso consistirá, entonces, en montar redes sobre el territorio, al igual que las redes en el cuerpo, con el objeto de asegurar la circulación de los flujos que mejorarán las condiciones de vida (Dias, 2005; Sfez, 2005).

Ante la valoración que esta visión romántica le imprime a la *red en sí*, se opone la valoración contingente a la dinámica de las relaciones sociales y al carácter mediador en la acción. Para despejar las propiedades políticas, desde un punto de vista antiesencialista de las redes, es útil detenernos en las reflexiones de Claude Raffestin (1993), quien parte de la idea de que la red es una imagen del poder de los actores dominantes y que es conveniente descifrar sus sentidos a través de su historia y del territorio en el cual están instaladas, de los modos de producción que permitieron su instalación y de las técnicas particulares que les

³⁵ Para Gras, los macrosistemas técnicos se inscriben en las redes, siendo redes ellos mismos (en Sfez, 1994). Joerges (1996) propone una tipología en la que separa a “los grandes programas tecnológicos” de las “grandes redes tecnológicas” que conectan a operadores-controladores y usuarios, sistemas análogos a los de Hughes. Y autores como Erik van der Vleuten (2004), usan de modo indiscriminado uno y otro término.

dieron forma. Son instrumentos creados, utilizados y reproducidos de manera variable en función de proyectos políticos y económicos, de medios disponibles, de códigos técnicos y de los objetivos de los actores (p.204-207). El poder en las redes no se ejerce de un modo absoluto, los actores participantes ocupan posiciones relativas en relación a los flujos de circulación e información (p.207). En esta visión habría lugar para distintos sentidos políticos y modelos de regulación de las relaciones sociales que se establecen al interior o a través de las redes, pero éstos no estarían autodeterminados, para descubrirlos hay que interrogar el movimiento social.

La expansión y la densificación de las redes técnicas (incremento de la cantidad de nodos y/o líneas por unidades de superficie y/o volumen) dentro del cuerpo social, refuerzan la identificación de la red con el cuerpo. O, más precisamente, para trasladar la equivalencia morfológica al terreno de las configuraciones geográficas, se refuerza la identificación de las redes con el espacio, dando entidad histórica a un *espacio-red* que denota el elevadísimo grado de desarrollo que alcanzaron las fuerzas productivas concentradas en determinados lugares del globo. Cientos de miles de capilares forman los tejidos técnicos que hacen funcionar a diario la maquinaria social, poniendo bienes, servicios, órdenes, dinero, símbolos y personas en constante circulación. Todas nuestras actividades parecen ser absorbidas por una tendencia irrefrenable hacia la intermediación tecnológica que implica la fatalidad del entrelazamiento de los artefactos, porque las realidades técnicas siempre adoptan una estructura de red (Simondon, 2007). Los grandes sistemas tecnológicos (para tomar un dato del medio técnico actual) sólo pueden funcionar, en su articulación interna, gracias a la conjunción jerárquica de redes y, en su articulación externa, gracias a otros grandes sistemas tecnológicos.³⁶ La espectacularidad de estas ramificaciones técnicas y la interconexión de lugares e instantes llevaron a hablar de una “redópolis” (Bressand y Distler, 1986), de una “ciudad de las redes” (Dupuy, 1997) o de una “sociedad red” (Castells, 2001).

Mas luego, es la propia formación geográfica del espacio-red, en calidad de realidad empírica históricamente determinada, precisamente lo que desprestigia el progresismo de la equivalencia organismo-red cuando se comprueba que el altísimo grado de cobertura social y espacial de diversas redes técnicas no provoca un funcionamiento armónico y estable por “irrigación” del sistema. La diferencia histórica con el optimismo decimonónico, alineado con los principios del *laissez-faire*, radica en que por entonces recién empezaban a dibujarse los primeros trazos del paisaje igualitario que prometían las redes. Hoy, el tiempo ha pasado, el espacio ha sido producido y la interconexión de las células sociales por medio de las redes técnicas de alta sofisticación es un aspecto que se verifica incluso en amplios sectores de la población que, no obstante, continúan perteneciendo a las largas filas de las clases bajas empobrecidas, al igual que se verifican el desequilibrio, la inestabilidad y la crisis a un nivel sistémico. Los suministros de servicios básicos que se prestan a través de las redes técnicas no se evaden de las contradicciones de la lógica estructural del desarrollo capitalista y de las cambiantes circunstancias históricas que hacen de ellas un instrumento privilegiado del poder. Desde una posición crítica, debemos considerar que al “irrigar”, las redes también “absorben”. Un espacio *densamente reticulado y, aún así, desigualmente desarrollado*, en definitiva, es un hecho histórico que se inscribe en la contradicción fundamental entre las

³⁶ Desde una aproximación sistémica a las redes de servicios de infraestructura, Elías Rosenfeld comenta que: “una red asociada a un sistema requiere frecuentemente de redes complementarias para asegurar la existencia y funcionamiento del sistema. Así, una red de gas requiere un conjunto de conductos de transporte del fluido (red primaria), una red de medidores de lectura a domicilio (red secundaria) y redes de facturación y pago (redes terciarias)” (Rosenfeld, 2003:37-38).

fuerzas productivas y las relaciones de producción. Esta es una razón que ayuda explicar las operaciones de “selectividad territorial” (Blanco, 2007) y sus configuraciones resultantes o la falta de uniformidad de desarrollo (Santos, *op.cit.*) que se observa en y entre las propias redes.

3.1.2. Territorio y territorialización

La sociedad y el espacio están unidos por la práctica humana. Siendo una totalidad, el proceso de producción del espacio puede descomponerse analíticamente en momentos. La producción propiamente dicha es el momento determinante en la organización del espacio. Pero el espacio socialmente producido sólo realiza plenamente su carácter en el momento de la apropiación. Los individuos y las asociaciones de individuos producen y reproducen su existencia, entre otras condiciones esenciales, apropiándose del espacio; proyectando en él sus intenciones, necesidades e intereses, con toda la inconmensurable carga de significado que entraña la cultura e inseridos en las estructuras de poder que enmarcan la acción. Ese espacio apropiado es el territorio.

Al definir al territorio por medio de la apropiación espacial nos referimos al “espacio hecho cosa propia” (Porto-Gonçalves, 2009:126), de modo que en este concepto habrán de focalizarse las relaciones de poder que estructuran el espacio (Haesbaert, 2010). El acto de la apropiación comprende prácticas de diversa calidad, comenzando por el hecho de habitar o permanecer durante algún tiempo en un lugar que se considera o siente como propio, hasta los hechos de delimitación, ocupación, posesión y dominación de un espacio determinado. La apropiación siempre es inseparablemente material y simbólica (Haesbaert, 2011).

Estas nociones preliminares se formalizan en la definición del concepto relacional de territorio de Claude Raffestin (*op.cit.*): el territorio es el resultado de la *apropiación*, concreta o abstracta, del *espacio* por un *actor sintagmático* (aquel que realiza un programa) en cualquier nivel. Ya en *The Significance of Territory*, de 1973, Jean Gottman, figura clave en la historia conceptual del territorio, había sugerido que: “para que posea validez general, una definición de territorio debe ser ‘relacional’” (Gottman, 1973:123). No obstante, todavía no hay en esa obra una versatilidad que permita aplicar la noción a la diversidad de relaciones territoriales entre actor y espacio que ofrecería la concepción actual.

El territorio, dice Marín (1996:100) es el ámbito de producción y reproducción de las condiciones materiales y sociales de existencia. “Territorializarse” es crear las mediaciones espaciales que proporcionan efectivo poder sobre la reproducción como individuos y grupos sociales, a través de procesos funcionales y simbólicos, dependiendo de la dinámica de poder y de las estrategias que están en juego (Haesbaert, 2011:81-83). De acuerdo con el individuo o grupo social, el territorio desempeñará múltiples roles (p.82). En los términos de Vicente Di Cione, el territorio es el resultado de procesos complejos de territorialización a diversas escalas (mundial, estatal, local), entendiendo por territorialización al conjunto de prácticas y procesos de formación, marcación, distribución y apropiación de la realidad geográfica (física y cultural) mediante los cuales se definen las geografías orgánicas de los diferentes agentes sociales particulares y específicos (Di Cione, 2002a:1).

Al hacerse el territorio, se hace manifiesta la relación social. Por lo tanto, las prácticas y procesos de apropiación espacial que originan el territorio, en todos los niveles escalares, remiten a la producción y la reproducción de las relaciones sociales características de la formación social histórica que viven los sujetos-actores. Esto significa que las formas y los

contenidos de la territorialización, que se desnudan en las diversas prácticas de apropiación, en gran medida, están antepuestos en la estructura de las relaciones sociales.

Debido a que expresa las dinámicas del modo de producción dominante, el desarrollo del capital impone las predeterminaciones de estructuración del sistema social y, por ende, constituye una referencia obligada para la comprensión de la producción social del espacio. De aquí se colige que los territorios originados por acción del capital son formas-contenido dominantes de territorialización. Desde ya, la dominancia de la lógica capitalista no crea un orden territorial uniforme, sino jerárquico, multiescalar, no homogéneo, como resultado de las complejas relaciones de competencia, de cooperación y de conflicto que se establecen entre los incontables procesos de acumulación que actúan en todas partes al mismo tiempo, configurando los espacios de la producción social y de la reproducción social, teniendo por marco ineludible al espacio estatal. De forma complementaria a dicho orden espacial, las formas-contenido subordinadas y/o alternativas de la construcción territorial aglutinan, *grosso modo*, a las derivadas de los requerimientos orgánicos de la producción y de la reproducción sociales que emergen del enfrentamiento contra agentes y procesos de la capitalización del espacio, más o menos incluidos en los circuitos formales del intercambio social, y de los procesos de desarrollo social relativamente autónomos que se evidencian en espacios geográficos “residuales” -en los términos restringidos de la organización del capital- en que predominan formas no capitalistas de la producción.

No obstante, en tanto mediaciones espaciales de las relaciones sociales, las prácticas y procesos de creación del territorio sólo cobran su forma y su sentido reales en el contexto geohistórico de la apropiación, es decir, en la situación concreta en que se desarrollan. Es el contenido político de la apropiación espacial; que nace, se define y se metamorfosea junto a ellas en la escena territorial; lo que hace a los territorios socialmente inteligibles. Es decir que el territorio no se entiende separado de aquello que explica cómo y por qué un espacio determinado se convierte en territorio de “alguien”, lo que supone identificar necesidades, aspiraciones, intereses y objetivos de la acción territorial que se lleva a cabo, de acuerdo a las posibilidades de la posición relativa que ese sujeto-actor ocupa en el sistema social, y las resoluciones del proceso social de apropiación espacial, que indica cuáles han sido los roles de los actores y el tipo de relaciones sociales que efectivamente establecieron (solidarias, conflictivas, cooperativas, colaborativas, etc.).

La concepción relacional del territorio también conduce a reconocer que éste cambia conforme se mueve el cuerpo social. No hay territorios fijos (Montañez Gómez y Delgado Mahecha, 1998), son transformables, tienen historicidad. Son constantemente creados y recreados por los actores dependiendo de la correlación de fuerzas sociales. La conclusión importante que debemos extraer de este postulado es que los actores sociales *deben hacer* su territorio a cada instante. En sentido estricto, si se desactivan las prácticas y procesos de apropiación espacial, la existencia del territorio se interrumpe. Las formas jurídicas proveen el respaldo necesario a los sujetos para el reconocimiento social y la permanencia de sus territorios, pero no pueden garantizar nunca por sí solas una absoluta eficacia en la defensa y respeto por los mismos. Por esto, los actores tienden a desplegar estrategias multifacéticas de la apropiación, combinando prácticas formales e informales para proteger sus espacios.

En cuanto a la configuración territorial resultante, la concepción relacional sostiene que los territorios se interpenetran y superponen, son abiertos, porosos y de escala variable, originando una “multiterritorialidad” (Haesbaert, 2007, *op.cit.*). Todo el tiempo se están creando y recreando territorios de múltiples escalas y geometrías, contiguos y discontinuos, yuxtapuestos y superpuestos, efímeros y perdurables, etc., en función de las circunstancias

geohistóricas, de los requerimientos orgánicos de la reproducción social, de la atribución de sentidos territoriales de los actores y de la capacidad de posicionamiento geográfico y social de los mismos en la trama de vida social. La imagen congregante de esa trama compleja y densa en alineamientos, asociaciones, tensiones y conflictos territoriales, se expresa en el “espacio banal” de Francois Perroux, que Milton Santos describe como “el espacio de todos (...), el espacio de todas las empresas, de todas las instituciones, de todas las personas” (Santos, 2000b:88).

3.1.3. La territorialización de las redes

Los cambios en las relaciones sociedad-espacio que se evidencian al compás de las profundas e inusitadas transformaciones que experimenta el sistema-mundo en las últimas décadas, dio lugar a todo tipo de especulaciones teóricas. Una de las más diseminadas se originó en la comprensión de la relación entre el territorio y la red, tal vez inaugurada por los “territorios de redes” de Pierre Veltz (1999).³⁷ Al juntar dos términos que históricamente fueron resignificados por toda clase de discursos, era acaso esperable que muchos intentos de articulación teórica resultaran infructuosos.

Es así que Haesbaert (2002), por ejemplo, se concentraba en la diferenciación formal e identificaba una lógica espacial zonal en el territorio, en oposición a la lógica reticular de la red. En el análisis de Milton Santos (1996), se enfocaba la relación territorio-red a partir de un claro antagonismo en el que “se contraponen todo el territorio y algunas de sus partes o puntos: las redes” (p.128). Las redes representan, aquí, “el espacio de algunos”, formado por el recorte que imponen las “verticalidades” de la globalización, mientras que el territorio es el espacio banal “más allá de las redes, antes de las redes, a pesar de las redes, después de las redes, con las redes” (p.125). Es decir que se reconoce a las redes como un territorio pero bajo la sobredeterminación política de una selectividad de puntos que origina desigualdades en el espacio banal. Un filósofo como Régis Debray, arraigado en una visión clásica del “territorio” -como sustrato material o soporte físico- y otra hipermoderna de la red -basada en el imaginario de las redes de comunicación de la más avanzada tecnología-, llega a decir que “puede dudarse que el hombre, en tanto animal político, territorial, logre hacer su nido en la Red” porque es “insegura e inapropiable” y no tiene “lugar de herencia, o de proyecto” (Debray, 2007:3-4).

El debate habría comenzado a zanjarse con el planteamiento de que un nuevo tipo de territorio se construye en asociación con el impactante desarrollo de las redes. Blanco (2009, *op.cit.*) hecha luz sugiriendo que las redes son un vehículo de articulaciones y tensiones que obligan a repensar las miradas sobre el territorio. Modificando opiniones previas, Haesbaert (2011, *op.cit.*), criticará la dicotomía territorio/red en reclamo de un enfoque integrador que contemple “territorios-zona”, “territorios-red” y “aglomerados de exclusión” (mezclas de los dos anteriores), y reconoce que el territorio se encuentra en un nivel diferente de reflexión teórica en comparación con las redes. En la misma dirección se encaminan estudiosos de las redes y los grandes sistemas tecnológicos; como Alain Gras (2001), Pierre Musso (1987) y Elías Rosenfeld (2003), al intuir que éstas definen y crean su propio territorio. Intentaremos clarificar un modo de relación conceptual con el propósito de darle un sentido adecuado a la locución “territorialización de las redes” en el contexto de la revisada perspectiva relacional.

³⁷ El “territorio de redes” de Veltz es una descripción geográfica del mundo dirigida en el sentido del “espacio-red”. Ver Apartado 2 en este mismo capítulo.

Las tradiciones clásicas del pensamiento territorial tratan al espacio objeto de la apropiación exclusivamente como un área. Esta herencia de asociación mecánica todavía pervive incluso en visiones presuntamente críticas. La perspectiva relacional del territorio, orientándose por la práctica espacial que desarrolla el actor, provoca un desplazamiento conceptual que comienza con la desmitificación de la noción dominante del “territorio-zona”, o “territorio-área”, y continúa engrosando ilimitadamente el campo de aplicación a una multiplicidad de formas territoriales. En otras palabras, se reivindica que la naturaleza del territorio está en la unidad relacional que origina la apropiación y no en una geometría territorial definida *a priori* bajo el supuesto de que el espacio sólo se apropia zonalmente. De ahí que si quisiéramos representar gráficamente al espacio apropiado de un territorio, su morfología y geometría variarían en función de los particulares procesos de territorialización que llevan a cabo los actores.³⁸ De este modo, es posible representar territorios (es decir, el espacio de esos territorios) que se proyectan sobre espacializaciones de las más diversas formas: zonales, reticulares, volumétricas, puntuales, mixtas u otras. En el asunto que nos importa, recordemos que la definición de la red estriba en la interacción de nodos, líneas y flujos *en* el espacio, pero *siendo espacio* ella misma, por lo que resultaría en objeto de apropiación real o potencial por parte de los actores que reproducen su forma de existencia social haciendo uso de sus funciones y posibilidades.

En balance, la concepción relacional permite enunciar dos proposiciones esenciales respecto de la relación territorio-red. En primer lugar, ante la negligencia o negativa de las perspectivas analíticas entrampadas en estrecheces, se aprueba la posibilidad de identificar *territorios reticulares*, que agruparían tanto a distintas versiones de los llamados “territorios en red” (redes urbanas, redes territoriales, etc.), siempre y cuando se constaten procesos efectivos de territorialización en la unidad espacial reticular de referencia, como a las redes (técnicas) en sí mismas, que son nuestro objeto de atención. En segundo lugar, una vez que la red es entendida como un (conjunto de) territorio(s), se descubren inmediatamente las relaciones sociales por las cuales éste se construye, a la vez que contribuye a reproducir, y la convergencia de los actores que participan de ese sistema específico de relaciones sociales. Esto quiere decir que la red no se limita a ser contemplada como el territorio de un actor, sino como un espacio sujeto a apropiación diferencial desde distintos puntos o nodos, en función del posicionamiento relativo de los particulares actores. La participación colectiva, en consecuencia, hace de la red un ente multiterritorial.

Sucede que -como hemos visto- los actores se posicionan diferencialmente en una red que refleja la “imagen del poder”, por lo que la identificación de la red con un territorio tiende a ser más clara desde el punto de vista de los actores dominantes. Para las empresas de servicios de infraestructura, por ejemplo, la red es la porción efectivamente apropiada del espacio que garantiza las condiciones físicas y técnicas esenciales para su reproducción. Incluso, cuando tengan asignada un “área de cobertura del servicio”, ésta sólo constituye siempre un área normativa para la reticulación potencial (ampliaciones, relocalización de objetos técnicos, etc.), la delimitación ideal del radio de acción en el espacio banal, y no el territorio empresarial real. Los espacios intersticiales de la arquitectura reticular no tienen para las empresas ninguna significación territorial directa. Sin embargo, el área de cobertura del servicio sí representa el territorio prescriptivo definido por el poder concedente, que

³⁸ Curiosamente, esta idea del territorio como zona sigue aplicando incluso en las nociones del “territorio en red”, que, al igual que las “verticalidades” de Santos, es utilizada para representar conjuntos articulados de zonas sin solución de contigüidad.

representa uno de los medios con los cuales ese poder incide en la regulación y control de las redes, amén de los grados de eficacia que esa ingerencia muestre.

En ese más allá de las redes, se formalizan territorios particulares de otros agentes (viviendas, establecimientos industriales, áreas protegidas, jurisdicciones, edificios públicos, otras redes, etc.) que pueden pretender -y, en efecto, lo hacen- una extensión de su dominio sobre la red y/o disputar localizaciones absolutas y destinos en el uso social del espacio con los agentes desarrolladores de la red. A partir de haber verificado la reivindicación de los derechos de conexión y la expresión de relaciones simbólicas de pertenencia que desarrollan los usuarios de las redes, Gabriel Dupuy (*op.cit.*) acierta que existe una conciencia de las redes que las ha convertido en un territorio en sí mismas. Debe releerse en clave relacional que las redes de servicios, en tanto requerimientos orgánicos y sentidos territoriales de la reproducción social, sin dudas quedan prendidas de particulares condiciones materiales y sociales de la producción, que disparan prácticas de apropiación, y/o de eventualidades de la reticulación que asumen el carácter de tensiones o conflictos territoriales. Ejemplos típicos de ello se encuentran en las conexiones clandestinas en las redes de energía eléctrica y agua potable, en los cortes del tránsito vehicular que son usados como instrumento de la acción política o en la respuesta frente a la instalación de componentes técnicos indeseados en la red (antenas de telefonía celular, torres y líneas de alta tensión, generadores eléctricos). Son estos los significados y razones que traslucen las prácticas y procesos de la territorialización de las redes.

3.2. Las redes técnicas en la óptica del desarrollo geográfico desigual

La teoría del *desarrollo geográfico desigual* del capitalismo se ocupa, básicamente, de subrayar que las tendencias contradictorias de la dinámica interna del modo de producción del capital originan un espacio inexorablemente desigual.³⁹ Esta perspectiva teórica, cuya formulación más acabada se debe a David Harvey (1990, 2003 y 2006) y Neil Smith (2008)⁴⁰, constituye un encuadre pertinente para el análisis de hechos geográficos tales como: las configuraciones resultantes de la división territorial del trabajo; los procesos de urbanización y regionalización; la concentración y la dispersión espacial; la fragmentación y la integración del territorio; la circulación de las mercancías; las condiciones materiales de valorización y devaluación del capital; la distribución geográfica de las clases sociales y de muchos otros entre los cuales, de acuerdo con los propósitos de esta investigación, hemos de enfatizar el desarrollo espacial de las redes que otorgan el fundamento material a los grandes sistemas

³⁹ “[E]l desarrollo desigual es la expresión geográfica sistemática de las contradicciones inherentes a la constitución y la estructura del capital” (Smith, 2008:4).

⁴⁰ También se reconocen aportes significativos en Topalov (1979), Di Cione (2002a) y O’Connor (2003). La expresión “*uneven geographical development*”, oriunda de *The Limits to capital*, publicado originalmente en 1982, fue traducida al español como “desarrollo geográfico poco uniforme” (Harvey, 1990). Neil Smith (2008) habla directamente de “desarrollo desigual” (“*uneven development*”) y lo aplica al análisis de las geografías del capitalismo. Topalov (*op.cit.*) utiliza la expresión familiar “desarrollo desigual del espacio” (ver apartado 4.2), mientras que Di Cione (*op.cit.*) hace explícito el espíritu dialéctico de la conceptualización y opta por definirlo como “desarrollo geográfico desigual, combinado y contradictorio”. No obstante, los autores citados concuerdan en derivar las proposiciones del desarrollo desigual (combinado y contradictorio) de la teoría marxista del valor-trabajo. En esta tesis nos referimos de forma genérica y unificada al “desarrollo geográfico desigual”.

técnicos. Comenzaremos por introducir los puntos salientes del argumento general de la teoría e iremos deslizando algunas notas sobre la cuestión de las redes.

3.2.1. El argumento general de la teoría⁴¹

El intercambio de las mercancías (bienes, servicios y fuerza de trabajo) casi siempre supone desplazamientos de ubicación que dan lugar a determinados arreglos espaciales. Las actividades humanas tienden a aglomerarse en el espacio con el fin de eliminar la fricción de la distancia, que en el capitalismo se ve transfigurada en costos de transporte, incrementos del período de rotación y pérdida de competitividad. Los procesos simultáneos e interactivos de la especialización productiva de los lugares y del intercambio de los respectivos bienes y servicios originan la división territorial del trabajo. Las leyes coercitivas de la competencia empujan a cada capitalista individual en la búsqueda de ventajas de localización relativa en la estructura espacial, tendiendo a desplazarse a los lugares donde los costos de producción son más bajos y la tasa de ganancia más alta. Los trabajadores también pueden migrar hacia lugares donde los estándares de calidad de vida sean más elevados. Porque la competencia económica revoluciona permanentemente las fuerzas productivas y porque las distancias relativas se acortan con los adelantos tecnológicos de los transportes y las comunicaciones, tan pronto como las tendencias hacia la aglomeración encuentran barreras físicas y sociales a la reproducción del capital (gastos adicionales derivados de la congestión, incrementos en el precio de suelo urbano y escasez objetiva del mismo, rigidez excesiva en el uso del espacio, deterioro de soportes físicos, etc.) la dispersión espacial se vuelve más atractiva. Los excedentes de capital que se generan en un lugar pueden, ahora, invertirse en algún otro en el que todavía no se agotaron las oportunidades rentables.

Al mismo tiempo, el espacio producido por el capital, así como las fuerzas políticas de distinto tipo (alianzas de clase, resistencia obrera, identidad territorial, etc.), genera una inercia geográfica que inhibe la dispersión y la descentralización, que tienden a ocurrir solo cuando la sobreacumulación y la crisis se hacen presentes. A medida que las fuerzas productivas se desarrollan, la organización social y técnica de la producción se vuelve más compleja e interdependiente y la circulación del capital exige progresivamente cantidades mayores de capital fijo inmovilizado. Para superar las barreras espaciales se crean estructuras que acaban por convertirse en obstáculos para la nueva acumulación (Harvey, 2007). La imposibilidad de mover libremente las formas edificadas alrededor del paisaje material en aquellos momentos en que ya no cumplen con sus necesidades inmediatas, crea un perpetuo dilema para el capital y la construcción social del espacio (Soja, 2008:155). De aquí deduce Harvey que la producción de las configuraciones espaciales se puede tratar entonces como un *momento activo* dentro de la dinámica temporal de la acumulación y de la reproducción social (Harvey, 1990:377).

El punto esencial es que no hay posibilidad de equilibrio (espacial) en el desarrollo porque la tendencia hacia la universalización de las relaciones capitalistas, que se materializa por medio del intercambio de las mercancías, coexiste con la tendencia irrefrenable hacia la diferenciación social que subyace en la lógica sistémica de la explotación del trabajo y de la acumulación del capital. La asimetría del desarrollo es una condición y un resultado de la

⁴¹ Para la síntesis de este apartado nos basamos en Harvey (1990:418-420 y 2004:83-84) y O'Connor (2003:12-13). La exposición conserva la fidelidad de las ideas originales, pero se trata de una simplificación acotada a las preguntas y propósitos de esta investigación.

reproducción de relaciones sistémicas. Ese complejo proceso social, que se da como una unidad contradictoria y que se acompaña de múltiples implicancias en la producción de formas culturales e institucionales, tiene su expresión diferenciada y dinámica en el espacio. Es así que la propia dinámica del capitalismo, movida por el incesante impulso hacia la reducción de las barreras espaciales y de los tiempos de la rotación -la “aniquilación del espacio por el tiempo”, parafraseando a Marx- va tejiendo un desarrollo geográfico desigual. Dependiendo de la correlación de las fuerzas sociales en los distintos espacios y tiempos, las tendencias opuestas del desarrollo geográfico desigual del capitalismo son canalizadas a través de la acción del Estado, que tanto puede ayudar a promoverlas como a contenerlas dentro de los límites estructurales del modo de desarrollo.

3.2.2. Topologías del desarrollo geográfico

La generalidad de la visión del desarrollo geográfico desigual está impregnada por las representaciones clásicas del espacio terrestre asentadas en la geometría euclídeana, que se restringe a dividir (regionalizar, zonificar) el todo espacial en partes suyas que constituyen áreas, tal como consta en la tradición de la representación cartográfica bidimensional, con independencia de su aspecto morfológico y su escala. La red, o estructura reticular, expresa una ampliación de la cantera de figuras básicas consideradas en el análisis morfológico del espacio geográfico con distintos fines. Las unidades del análisis espacial ya no son solamente áreas (que incluyen puntos y líneas), sino también redes (que son formadas por puntos y líneas).

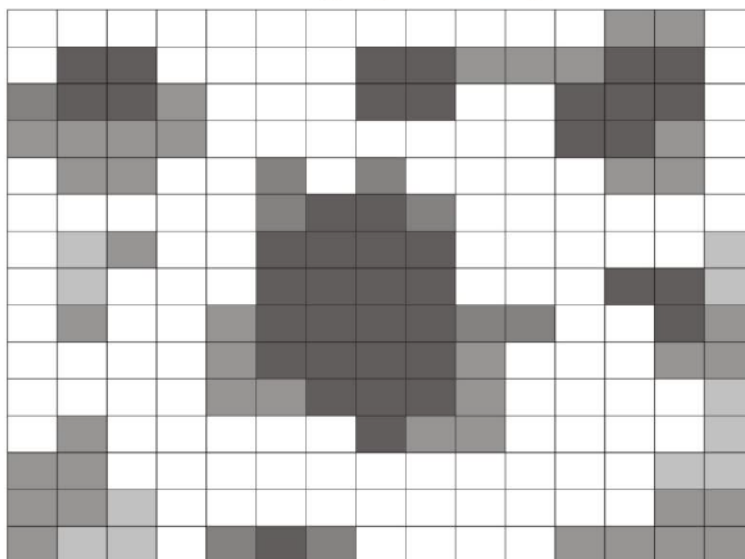
Si bajo el mandato tácito de la arealidad como la estructura morfológica exclusiva, acogida por la Geografía sin demasiadas interrogaciones, y atendiendo al propósito primario de explicitar teóricamente los mecanismos del desarrollo geográfico desigual se tomó a los espacios areales como laboratorios de constatación de desigualdades, una vez establecidos los preceptos esenciales de la relación capital-espacio e incorporados nuevos parámetros topológicos, la decantación en la necesidad de reformular la asociación que existiría entre ambas trayectorias de conjetura se vuelve una exigencia lógica evidente. Nuestra propuesta de actualización es harto simple y consiste en la afirmación de que el desarrollo geográfico es regido por un *principio de topologías múltiples*. La desigualdad es un hecho comprobable de la realidad geográfica que manifiesta su distribución de objetos y acciones en conjuntos espaciales complejos y cualitativamente diversos. Por lo tanto, sería conveniente que la concepción areal del desarrollo geográfico desigual -esto es, la posición que separa el todo espacial entre áreas desarrolladas y áreas no desarrolladas, incluyendo o no unos estados intermedios del desarrollo- sea completada por una concepción *topológicamente integral* que, además de la típica inscripción geográfica del desarrollo en áreas, tenga en cuenta a las redes y combinaciones más o menos sofisticadas de áreas y redes.

El Esquema Nº 3 ofrece un contrapunto visual entre dos concepciones topológicas del desarrollo geográfico desigual; la concepción basada en áreas que venimos criticando y una concepción integradora de áreas y redes, propuesta como una alternativa aggiornada. En la concepción areal, la desigualdad de las áreas es representada a través de cinco categorías, el gradiente de color indicaría el nivel de desarrollo de cada partícula geográfica. En cambio, en la concepción integrada del desarrollo geográfico se utilizan áreas y redes para retratar los productos de la densa y compleja trama de vida. Para indicar la gradación del desarrollo de las redes, usamos la anchura de línea, el tamaño del nodo y la densidad de líneas y nodos

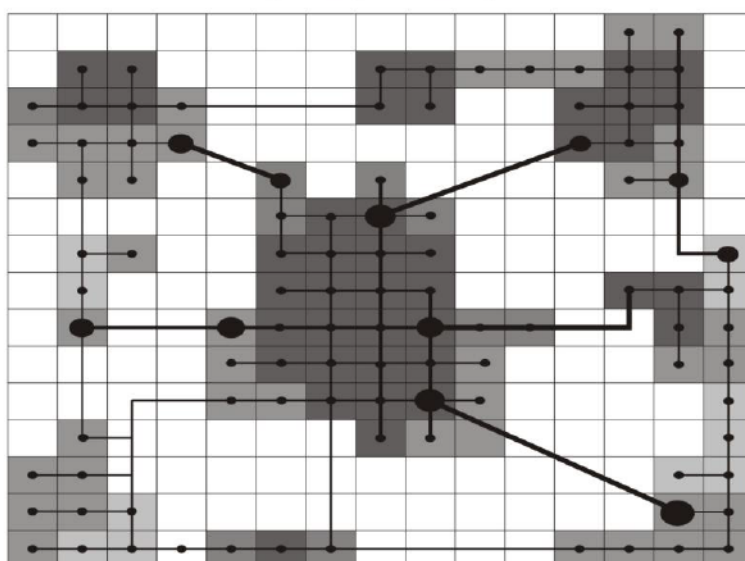
como los elementos básicos de simbología. Aquí, la flexibilidad de la adaptación analítica de las múltiples topologías, permite reconocer composiciones geográficas algo más complejas: redes bien desarrolladas atraviesan áreas poco desarrolladas (efecto túnel), áreas y redes con grados elevados de desarrollo, áreas desarrolladas conviven con redes subdesarrolladas, áreas subdesarrolladas carecientes de redes, etc. Reconocida la variedad que emerge de las múltiples topologías del desarrollo, a continuación veremos la especificidad de las redes.

ESQUEMA Nº 3. *Dos concepciones topológicas del desarrollo geográfico desigual.*

Concepción areal del
desarrollo geográfico desigual



Concepción integrada del
desarrollo geográfico desigual
(areal y reticular)



Fuente: elaboración propia.

3.2.3. Especificidad del desarrollo geográfico desigual de las redes

La construcción de las grandes redes técnicas utilizadas en la provisión de los servicios de infraestructura, en tanto proceso particular de formación y circulación de altas dotaciones de capital fijo inmóvil, es un hecho que condiciona y es condicionado por el movimiento general del capital en el espacio producido. Las redes, más que ningún otro elemento del espacio geográfico, expresan la contradicción estructural del capital entre fijación y movilidad: la necesidad de mayor arraigo para lograr mayor movilidad. Ahora, si nos preguntamos cómo es que las redes se ven atravesadas por los patrones del desarrollo geográfico desigual, la respuesta debe considerarse en un doble sentido⁴².

Como las redes co-evolucionan en relación con la vida de otras formas geográficas duraderas, prestando funciones básicas para la existencia y reproducción de los restantes subsistemas de objetos y acciones, hay una necesidad sistémica de que el proceso integral de desarrollo sea equilibrado y uniforme. La tendencia a la concentración geográfica del capital por sí sola no es suficiente para alcanzar esa meta, ya que las decisiones tomadas por cada agente en función de sus propios requerimientos orgánicos de reproducción pueden contraponerse a las exigencias del conjunto, y, en alguna medida, la co-evolución debe ser coordinada por un poder central, planeando y dirigiendo las corrientes de inversión en las distintas especies de capital fijo inmovilizado. Aún así, la onerosa carga de capital invertido y los prolongados períodos de rotación no siempre resultan consustanciales con las pautas variables de las fases del ciclo económico y de las estrategias de desarrollo de los sectores de infraestructura generadas en cada momento y lugar y en el contexto de complejas relaciones de competencia, cooperación y conflicto, por lo que las redes podrán evidenciar un sub o un sobreequipamiento en diversos tramos y segmentos de actividad.

Esto nos lleva a la conjetura de que, por un lado, el desarrollo de la red habrá de analizarse comparativamente como parte de la totalidad geográfica, pudiéndose comprobar situaciones de relativo equilibrio o desequilibrio en el sistema de relaciones de los distintos subespacios, en función de los requerimientos orgánicos que cada uno de estos cuerpos exige. Por el otro, también debería analizarse la desigualdad en la propia red, dado que, dependiendo de las propiedades de los nexos que definen su inscripción territorial, sucederá que el capital valorizará diferencialmente las distintas etapas productivas que las redes reúnen: las etapas estratégicas serán objeto de cimentación de la reproducción ampliada en detrimento de las etapas marginales, que experimentan desvalorización y devaluación de los activos que las componen. Así, mientras que en el primer caso se pretende comprobar la acción ejercida de los mecanismos de desarrollo desigual en la constitución de las relaciones entre la red y el conjunto geográfico en el que ésta se inscribe, en el segundo caso -y siempre atendiendo a la complejidad, la extensión y la durabilidad de los grandes sistemas tecnológicos- lo que cabe esperar es la internalización de los patrones de desarrollo geográfico desigual dentro de las redes objeto de análisis.⁴³

⁴² Para Di Cione (2002b:5): "La red expresa el carácter desigual, combinado y contradictorio de las relaciones de socialización en general, en la medida que son el resultado de las elecciones de los agentes o de las sobredeterminaciones generales prácticas que operan sobre ellos.". Y agrega que las redes presuponen específicos actores, necesidades, locales y lugares o regiones de la interacción o socialización, ligados a la generación y a la apropiación de rentas de relación mediante fijaciones territoriales de los dispositivos socializadores (*ibid.*).

⁴³ El énfasis en los principios del desarrollo geográfico desigual del capitalismo, tal como propone Harvey (2006), no implica la desconsideración de otros factores del desarrollo geográfico desigual. Por ejemplo, las diferencias del medio físico-natural deben ser necesariamente tenidas en cuenta a la hora de describir la

3.3. Un tipo especial de contradicción: la «articulación geoeconómica crítica»

Si bien los estudios clásicos sobre el desarrollo desigual y combinado del sistema capitalista como un todo (Trotsky, Lenin, Luxemburgo, etc.) se centraron enfáticamente en el análisis de escalas de gran tamaño (nacional y mundial), la más novel perspectiva del desarrollo geográfico desigual reconoce la imperiosa necesidad de considerar la producción de desigualdades que se da en y a través del juego de interacciones en las múltiples escalas espaciales (Smith, *op.cit.*, Harvey, 2003, *op.cit.*). En nuestro caso, hacemos eco del reclamo de los iniciadores de esta corriente para adentrarnos en el estudio del desarrollo geográfico desigual a escala local (y/o microrregional). Esto no significa que la explicación prescindiera de procesos sociales pertenecientes a otras escalas espaciales -absolutamente indispensables a la hora de examinar la vida social actual de los grandes sistemas tecnológicos-, sino que los hechos particulares que interesa comprender aluden a unas manifestaciones del desarrollo geográfico desigual de la red a escala local, o, dicho de otra forma, al proceso localizado de una reticulación del espacio desplegada de forma poco homogénea.

Para cumplir con el propósito de inspeccionar obstáculos al desarrollo localizado que se hallan espacialmente incrustados, será oportuno elaborar una noción de baja abstracción teórica que permita representar al tipo peculiar de contradicción en la que se ve entretejida la formación de la crisis en el sistema eléctrico local. En esta sección, proponemos hablar de una «articulación geoeconómica crítica», retrato de un problema que explicitamos tomando como ejemplo a los sectores eléctrico y turístico. La elección del segundo viene justificada por la centralidad que el desarrollo turístico ocupa en la producción del espacio en la costa atlántica bonaerense.

La coacción ejercida por las relaciones económicas sobre la organización territorial es tan poderosa que una multitud de movimientos especulativos hacen que las coordinaciones exactas en el espacio y el tiempo lleguen a ser una cuestión de accidente (Harvey, 1990:428). Esa descoordinación de los movimientos tiene la apariencia de un desequilibrio entre oferta y demanda y cobra un determinado sentido espacial, que se basa en el hecho de que los lugares congregan prácticas y flujos simultáneos, aunque no logren articularse de un modo coherente en el plano de las relaciones funcionales.⁴⁴

Hay certeza en la proposición de Harvey, pero, así como es formulada, pareciera que acentúa la libertad de flujo de las mercancías (bienes y servicios, fuerza de trabajo, dinero, etc.), como la causa decisiva del riesgo que afecta a una economía sin plan y, en contraparte, que menoscaba los condicionamientos que los componentes fijos del espacio imponen a la ulterior reproducción de las relaciones económicas. Este punto de vista, por demás útil para captar la naturaleza de toda una serie de fenómenos, separa a la *dinámica en el espacio* de la *estructura espacial*, además de priorizar a la primera por encima de la segunda. Aquí, el espacio no es más que el contenedor pasivo de un autónomo desajuste funcional. Esta manera de pensar el nexo *economía-espacio* todavía no provee las pistas adecuadas para elaborar un instrumento conceptual que internalice contradicciones del desarrollo *dentro*

construcción de las geografías históricas o, como veremos en el Capítulo IV, la configuración geográfica del orden energético. El supuesto básico es que el capitalismo, allí donde proyecta su expansión, resignifica las diferencias preexistentes, sean éstas naturales o sociales, y las uniformiza a través de la apropiación de valor.

⁴⁴ La observación está inspirada en la siguiente afirmación de Manuel Castells: "(...) el espacio reúne aquellas prácticas que son simultáneas en el tiempo. Es la articulación material de esta simultaneidad la que otorga sentido al espacio frente a la sociedad" (Castells, 2001:445).

del espacio, es decir, que haga del espacio producido un factor explicativo. Proponemos, por ello, seguir otro derrotero que nos permita darle un contenido geoeconómico específico.

Atendiendo al movimiento histórico de la totalización geográfica, es fácil colegir que la cantidad de combinaciones probables de prácticas y de relaciones espaciales que emanan de la complejidad de las sociedades modernas rayan lo inconmensurable.⁴⁵ La individualidad del espacio proviene de una determinada combinación integral de variables (Santos, 1990). Según el razonamiento probabilístico, algunas de estas combinaciones; “encrucijadas” en las palabras de Gottman (1976);⁴⁶ mostrarán aciertos en la apropiación y uso del espacio banal, mientras que otras caerán en el predio de las desavenencias. No es intención de este estudio desarrollar una teoría de la localización del capital, ni siquiera una somera clasificación de las combinaciones espaciales que el proceso económico es susceptible de engendrar. La ocasión nos convoca al interés por lo que hemos dado en llamar una «articulación geoeconómica crítica», que concebimos tentativamente como una *combinación de estructuras y dinámicas espaciales proclive a la desvalorización del capital*, siendo éste un rasgo constitutivo interno a dicha combinación que no puede desmontarse sin la transformación de la estructura de relaciones socioespaciales que la origina.

También nos inclinamos por la presunción de que toda articulación geoeconómica crítica es una manifestación de orden básicamente local. O, por lo menos, podemos sostener que en dicha escala, donde el espacio total alcanza el mayor grado de individualización y multiplicidad, es posible verificar la amplificación de los efectos contradictorios del sistema.

Lo que en estos casos surge como un desacople entre oferta y demanda no podemos explicarlo por los vaivenes del mercado, ni por las pautas institucionales del régimen de acumulación, ni por la incidencia de factores exógenos, u otros factores, sino que debemos apelar a la estructuración del espacio geográfico como la instancia productora de dinámicas regulares problemáticas para el desarrollo localizado en ese mismo espacio. Fijos y flujos son igual de indispensables para ofrecer una explicación cabal a esta especie de desequilibrio económico. Estas conjeturas, ahora sí, nos llevan a conmutar hacia una alternativa teórica en la que el espacio es concebido como un momento activo de los procesos sociales y no sólo el escenario o soporte material de una deseconomía.

En mayor detalle, la articulación geoeconómica crítica hace referencia a una forma específica de desvalorización del capital cuya causación se encuentra estrechamente ligada a la incrustación y a la coexistencia en el espacio de actividades de unos sectores económicos complementarios (funcionalmente) pero que exigen requerimientos territoriales específicos -en tanto condiciones de valorización- que resultan divergentes o antagónicos. Es así que la combinación de variables que hace emerger el desequilibrio no puede ser entendida al margen de la creación y de la reproducción de las geografías orgánicas que conforman los sistemas territoriales -locales o regionales. En ellos es factible identificar el peso relativo de una fracción dominante que logra instaurar diseños territoriales alineados con sus propias necesidades y expectativas de reproducción, un acondicionamiento del espacio geográfico que se codifica como una forma de presión sobre los sectores económicos representados por las fracciones subordinadas.

⁴⁵ Para Doreen Massey, por ser un producto de interrelaciones (primera proposición de su perspectiva teórica), el espacio es también multiplicidad (segunda proposición) (Massey, 2004:9).

⁴⁶ Si bien Jean Gottmann no proveyó una definición formal de la noción de “encrucijada” como herramienta maleable del análisis geográfico, sí sugirió que las encrucijadas son determinadas por el cruce de “corrientes de circulación” fijadas en el espacio, que definen desde un edificio hasta todo un país y que se asocian con otras formando “cadenas” y “tejidos” de encrucijadas que le otorgan un carácter “personal” a los distintos espacios geográficos (Gottmann, 1976:126-128).

Por otra parte, el fenómeno de la articulación geoeconómica crítica se distinguiría de otros mecanismos de “crisis” y devaluación del capital por su persistencia independiente del ciclo. Es decir que ha de ejercer su influencia tanto en semiciclos de expansión y prosperidad como en los de recesión y decadencia, sin que se descarten los respectivos aminoramientos o amplificaciones de los efectos críticos.

Sin embargo, como los actores dominantes no actúan concertadamente a cada paso, ni controlan la totalidad de los ámbitos productivos con los que cuenta una organización territorial-urbana moderna, existen probabilidades de que la acumulación de decisiones individuales no coordinadas provoque fugas en la formación espacial que superarán ciertos umbrales críticos hasta volverse en contra del proceso inercial de desarrollo localizado: estructuras espaciales desde y sobre las cuales se remontan dinámicas de producción y de consumo que algunos componentes estructurales no soportan sin sufrir desvalorización. Es interesante notar que la generación de los inconvenientes se asocia al conjunto de acciones por medio de las que se afirma la vocación productiva de la territorialización dominante. En estos sentidos, el espacio absorbe contradicciones del desarrollo y las devuelve al mundo como un elemento activo.

El problema estructural subsiguiente reside en el hecho de que cuanto más crece la aglomeración, más grande es la dotación total de capital fijo inmovilizado que funciona en ellos como el aliciente primario de la inercia geográfica. Puede inferirse, entonces, que allí donde se forme la articulación geoeconómica crítica no hay más alternativa sistémica que procesarla e incorporarla a la trama de vida como un aspecto normal de su estructuración y funcionamiento. En el caso de los grandes sistemas técnicos, ello significa un inconveniente realmente serio.

Una manera efectiva de explorar articulaciones geoeconómicas críticas es a través de la división territorial del trabajo. Los patrones de localización, las formas de solidaridad y de competencia intra e inter sectorial y los modos de operación material de cada una de las capas de la división territorial del trabajo reflejan lógicas particulares de apropiación y uso del espacio, que se inscriben en las respectivas estrategias de la acumulación. En virtud de la superposición e intersección de estas capas, hemos de suponer que no podrá existir una articulación económico-funcional plena en todos y cada uno de los puntos que componen el entramado geográfico resultante y/o en el tiempo que duran los ciclos de las actividades locales. Dicho de otra forma, a raíz de la producción no intencional de las articulaciones geoeconómicas críticas, algunos de esos puntos del espacio se consolidan como *territorios orgánicamente tensionados*, todo lo cual halla un encuadre pertinente en la teoría del desarrollo geográfico desigual. Antes de cerrar el apartado, efectuaremos unos comentarios acerca de lo que consideramos un ejemplo típico de articulación geoeconómica crítica, que servirá de prelude al caso de estudio de la costa atlántica. Nos referimos a los espacios locales o microrregionales donde la territorialización turística es dominante.

3.3.1. Ejemplo del sector eléctrico y el sector turístico

Diversos trabajos especializados (Pearce, 1991; Urrutia y Andrade, 1991; Knafou, *op.cit.*; Nieto González *et al*, 2000; Antón Clavé y González Reverté, 2005; Carruitero, 2010; Hernández, 2011; MdN, 2012) concuerdan en señalar la incidencia de la estacionalidad del turismo en diferentes variables económicas y culturales como un problema estructural del desarrollo de los asentamientos turísticos. Una de las cuestiones esenciales que interesa

rescatar aquí es la propensión al choque que existe entre el desarrollo de los sectores directamente ligados a la explotación turística, que denominaremos “sector turístico”, y el desarrollo y funcionamiento de aquellos sectores que proveen servicios de infraestructura, o sea, los que contienen al subsistema productivo de los grandes sistemas tecnológicos.

Las tensiones que plantea esta situación son claras. Por un lado, para llevar a cabo las actividades lucrativas del sector turístico, es imprescindible disponer de equipamientos e infraestructuras de servicio que son requerimientos comunes de prácticamente la totalidad de procesos económicos y sociales (redes de transporte y comunicaciones, red eléctrica, red gasífera, red de agua potable, entre otras). Por el otro, en el caso de que se destinen los desembolsos pertinentes a la fijación del capital inmóvil, la estacionalidad turística implicará la existencia de una infraestructura que se mantendrá sobredimensionada y subutilizada durante buena parte del año. Si se trata de una gran inversión, sobreviene el cruce crítico de las variables. Recuperando la contribución de las topologías múltiples del desarrollo, esta situación ejemplificaría una combinación entre una área desarrollada y red subdesarrollada.

Si los factores de utilización y carga no pueden mejorarse, no habrá incentivos para la inversión privada. En definitiva, el mantenimiento recaerá sobre el capital público, donde es muy probable que las partidas presupuestarias necesarias para financiar una gran capacidad ociosa de los excedentes crónicos del servicio sean sistemáticamente relegadas en el orden de prioridades ante demandas más urgentes de desvalorización del capital público, como las pertenecientes a salud, asistencia social, educación, etc.

Para disminuir el impacto económico de la sobreacumulación de las infraestructuras físicas, la provisión de los servicios básicos durante la temporada turística -o sea, cuando la demanda se ubica en niveles de pico- se realiza en condiciones de saturación, congestión y sobreexigencia de las instalaciones, lo que conlleva el deterioro de la prestación. En estos períodos de actividad se vuelven por demás habituales los episodios de disfuncionalidad de los grandes sistemas tecnológicos (cortes de energía, cortes de la provisión de agua potable, embotellamientos en el tránsito, etc.).

Los espacios turísticos con comportamiento estacional muestran una propensión al desequilibrio en la dotación de las distintas especies de capital fijo, tendiendo a ser mayor en los sectores abiertos a la competencia (construcción, negocio inmobiliario, comercio, etc.) que en sectores monopólicos o de servicios de infraestructura. Ello sucede, simplemente, por que los agentes individuales suelen tomar decisiones de inversión descoordinadas entre sí y con indiferencia de la influencia que ejerce la sumatoria de demandas particulares sobre el funcionamiento de los servicios de infraestructura. Mientras que los sectores monopólicos poseen una visión más certera del funcionamiento del conjunto que les permite racionalizar el flujo de las inversiones de acuerdo a sus reglas particulares de valorización económica y reducción de la capacidad ociosa.

En asentamientos turísticos de pequeño tamaño y/o receptores de una afluencia de turistas relativamente baja, las fluctuaciones en la curva de carga de los servicios básicos serán moderadas y los impactos menores y controlables. Pero cuando el desarrollo turístico se ha profundizado en una localidad o conjunto de localidades (proceso de regionalización turística) y el valor absoluto de sobrecarga que impulsa la población flotante trepa hasta niveles elevados, aumenta significativamente el riesgo de la desvalorización y las tendencias contradictorias que acabamos de describir se ven reforzadas.

Este tipo de situaciones plantea disyuntivas difíciles de resolver para los agentes de la gestión de los servicios básicos: ¿sobre quiénes recaerán los costos de mantenimiento y operación de las redes subutilizadas?, ¿cuáles son los mecanismos óptimos para estimular el

desarrollo de esas redes?, ¿a qué principios regulatorios responden las políticas sectoriales e intersectoriales?, ¿es preferible aceptar una disminución de la calidad del servicio a tener que invertir en capital ocioso?, ¿cuál es el nivel social y políticamente aceptable del deterioro estructural?, ¿en qué medida interfiere en el desarrollo de las demás actividades productivas?, etc. Este caso genérico ejemplifica circunstancias objetivas de formación de una “articulación geoeconómica crítica” entre el multiforme sector turístico y los sectores encargados de la producción de servicios de infraestructura, lo que, a su vez, redundará en la realimentación de las modalidades concretas de desarrollo geográfico desigual, en especial, de las redes.

SEGUNDA PARTE

LA CRISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO EN LA POS CONVERTIBILIDAD Y EL CASO DE LA COSTA ATLÁNTICA BONAERENSE

Evolución del sector eléctrico argentino: del apogeo de la reforma a la crisis de la Posconvertibilidad

En los arranques del siglo XXI, el sistema eléctrico argentino cayó preso de una nueva crisis en su haber. En una visión de conjunto, la crisis se origina por la pérdida de coherencia estructural de la modalidad de organización del sector eléctrico que asestan el quiebre del modo de desarrollo vigente hasta diciembre de 2001 y la paulatina estabilización de la nueva configuración económica hacia el año 2003.⁴⁷ Hay divergencia entre, por un lado, las líneas rectoras de la política económica, que se adapta para reorganizar las condiciones materiales y sociales de la nueva fase de acumulación, y, por el otro, determinadas pautas de desarrollo y funcionamiento del sector eléctrico, que en su composición y lógica interna responden a un acople institucional y una correlación de fuerzas extintos. La crisis energética emerge, así, como el producto de una compleja contradicción entre rupturas y continuidades en relación a la herencia de la etapa económica precedente.

La década del 2000, también inaugura una época de manifestación de serios efectos de escasez objetiva de los hidrocarburos argentinos inexorablemente envueltos con los lazos formativos de la escasez subjetiva. Los inconvenientes del agotamiento van de la mano de la aceleración en el gasto que impone la baja eficiencia en el aprovechamiento de los recursos energéticos característica de la estructura de producción y consumo nacional. Los intentos de emancipar al sector de la encrucijada de finitud de las fuentes agotables diversificando la matriz eléctrica en dirección de la sostenibilidad, esto es, con la incorporación de energías renovables no convencionales, resultan insuficientes. Inmerso en la severa crisis, el sistema eléctrico argentino agudiza la falta de sostenibilidad.

Para explicar la crisis del sector eléctrico argentino en la primera década del siglo XXI, vamos a proceder genéticamente y por distintos carriles de análisis. En síntesis, examinamos la evolución del sector eléctrico en el período 1992-2013, a la luz de las transformaciones experimentadas por la economía nacional en las décadas de 1990 y 2000, deteniéndonos en el análisis de distintas variables fundamentales del desarrollo sectorial. Comenzaremos por exponer las tendencias internacionales en materia de gestión del sector eléctrico que surcan el mundo en la última parte del siglo XX, dado que prefiguran los lineamientos seguidos por la experiencia reformadora argentina de los años noventa, a la vez que permite explicitar los signos de originalidad que dicha experiencia guarda en contraste con aquellos.

⁴⁷ Es importante señalar que en una visión sistémica, la “coherencia estructural” no implica de forma alguna la existencia del sector eléctrico como un bloque monolítico compuesto por unidades entre las que los beneficios de una inserción favorable dentro del modo de desarrollo se distribuyen homogénea y equilibradamente. Por el contrario, la coherencia sistémica de la articulación totalidad-parte (modo de desarrollo-sector eléctrico) no inhabilita la producción de desigualdades internas.

4.1. Reestructuración económica y reestructuración energética

4.1.1. El cambio de paradigma: la hegemonía neoliberal

La crisis general de la economía internacional que se originó a finales de los sesentas en los países centrales y estalló con turbulencia luego de las crisis petroleras de la década del setenta, propagándose hacia todos los rincones del globo, tuvo como respuesta sistémica un profundo y prolongado proceso de reestructuración. Esta crisis significó el desmoronamiento de los patrones organizativos dominantes del capital y el trabajo que regían hasta entonces; determinado a grandes rasgos -según el modelo de los países industrializados y obviando las especificidades nacionales- por un modo de desarrollo *fordista-keynesiano*, definido por un régimen de acumulación rígido e intensivo y un modo de regulación intervencionista que se asociaba a la construcción del Estado del Bienestar; y el pasaje hacia un modo de desarrollo calificado, simplemente, como *posfordista*, *poskeynesiano* y/o *posindustrial* (Lipietz, 1986 y 1994; Harvey, 1998; Soja, 2008; Peet, 2012). En los países periféricos se advierten diferentes configuraciones subordinadas. Según el modo de implantación del capitalismo en los países de América Latina, Robert Boyer (1989) habla de regímenes *de industrialización intravertida* o *sustitutiva* (Argentina, Colombia, Perú), *rentístico* (Venezuela) o *mixto* (Brasil, México).

La reconstrucción del orden tomó la orientación prefijada por la ascendente doctrina neoliberal, que postulaba la necesidad de reducir o eliminar la intromisión gubernamental en la vida económica, consolidadas por el intervencionismo de la regulación keynesiana, y dejar lugar a la autoorganización de la libre competencia como vía de salida definitiva de las crisis periódicas. El traspaso de actividades y funciones del ámbito público al ámbito privado, la introducción de la competencia y la mercantilización progresiva, representaron los pilares de la síntesis teórica para un crecimiento irrestricto, con eficiencia y justicia distributiva en la asignación de los recursos. El nuevo orden mundial iba siendo delineado por el fenómeno de la globalización económica y financiera y las propuestas de reorganización del fundamento material de las relaciones sociales resultaban concomitantes a la necesidad de dismantelar las barreras que se opongan a la flexibilidad, la fluidez y la ubicuidad de los contactos inter y transnacionales. La apertura, la circulación y la integración solidaria de los distintos lugares del orbe plasmaban, así, un camino liberado de los añejos nudos limitadores del progreso y la modernización.

La ortodoxia neoliberal arroja una crítica sobre la naturaleza misma del Estado y la alimenta con la verificación histórica de desequilibrios crecientes en las cuentas públicas y en la pérdida de competitividad y eficiencia económica. Además de la ineficiencia y el déficit crónico, en las realidades nacionales de los países subdesarrollados, el aparato estatal es una institución excesivamente burocrática. Estas razones justifican la necesidad de correrlo de las áreas de producción de bienes y servicios básicos, que serán debidamente ocupadas por empresas privadas, únicos actores capaces de ordenar racionalmente la actividad económica y conseguir el interés común. Allí donde fuera posible, los enormes monopolios estatales debían reemplazarse por la construcción de mercados competitivos que maximicen la eficiencia económica, reduzcan los precios para el consumidor minorista y revitalicen el proceso de acumulación. El rol del Estado se limitaría a las funciones de regulación y control de los mercados, a la preservación de la estabilidad del entorno económico y a garantizar la seguridad jurídica de los actores que se mueven en dicho entorno.

En términos programáticos, el neoliberalismo va a promover un paquete de reformas estructurales que genéricamente incluye: privatización de servicios públicos, desregulación y

apertura de mercados, financiarización, flexibilización laboral, minimización de la injerencia sindical, reducción de los impuestos corporativos, disciplina presupuestaria, estabilidad del sistema de precios y desmantelamiento de programas de bienestar social (Stiglitz, 2004; Theodore *et al.*, 2009).⁴⁸ Desde los años setentas, numerosos países fueron adhiriendo al nuevo paradigma y llevaron a cabo, con mejores o peores resultados, reformas neoliberales de sus economías, impulsadas desde los principales organismos multilaterales, el Banco Mundial (BM) y el Fondo Monetario Internacional (FMI). En este contexto, se idean y ponen en marcha procesos de reforma de los sectores eléctricos. Desde una perspectiva histórica, así como la estatización de empresas de servicios públicos (en particular, las energéticas) fue adecuada con respecto al proceso de acumulación a escala mundial de la Posguerra, puede señalarse que la (re)privatización de las mismas resulta mucho más compatible con el nuevo régimen de acumulación global que se impone a partir de los años setentas (CEPAL, 2003).

4.1.2. La liberalización del sector eléctrico. Reseña de modelos y resultados.

La historia de los sistemas eléctricos nacionales enseña que éstos tomaron diferentes formas de organizar el tejido productivo y revistieron distintos regímenes de propiedad a lo largo del tiempo. Al comienzo, fueron sistemas locales, fragmentados y descentralizados, que prestaban el servicio mayormente bajo un esquema de monopolio natural.⁴⁹ Se trataba de empresas privadas que poseían un tamaño relativamente modesto e integraban de forma vertical todas las actividades del proceso productivo. Disponían de una o más usinas de baja potencia e instalaciones correspondientes a la red de distribución. La cultura progresista y modernizadora de finales del siglo XIX, concibió al abastecimiento eléctrico como un *servicio público*, alentando la universalización de las oportunidades sociales, e impulsó la expansión territorial de las redes para proporcionar un servicio masivo de energía de alta calidad. Las economías de escala que surgieron con el crecimiento de los sistemas técnicos, condujo a la unificación del aparato productivo, dando origen a la tradicional gran empresa monopólica. El funcionamiento adecuado de este tipo de organización tecno-económica de envergadura requirió la centralización del control, la coordinación y la planificación del sector. Muchas veces, el nivel de inversiones necesario para hacer frente al desarrollo de las infraestructuras de escala y la baja tasa de retorno a ello asociado, implicó la transferencia de la industria eléctrica a manos del estado. En otras ocasiones, la industria quedó a cargo de una o algunas compañías privadas operando con concesión estatal.

Hacia la década de 1980, las transformaciones económicas, políticas y tecnológicas que atravesaba el mundo entero, en buena medida, identificadas como un devenir de los síntomas de las crisis petroleras de la década anterior, impulsaron reformas de los sectores eléctricos nacionales. Entre los factores que contribuyeron a tomar la decisión de introducir reformas cuentan: la existencia de redes eléctricas sumamente desarrolladas (considerando también la interconexión con países vecinos); la aceptable integración física desplegada con otras redes energéticas (gas natural, petróleo); la innovación técnica en la generación (ciclos

⁴⁸ Presentamos una lista no exhaustiva de políticas instrumentadas, que puede no coincidir necesariamente con las recomendaciones del decálogo de Williamson, conocido popularmente como «Consenso de Washington».

⁴⁹ Debemos reconocer que la generalidad de estas situaciones no implica unicidad. Los trabajos de Di Lorenzo (1996) y Knittel (1999) analizan casos en que la provisión de servicios de energía eléctrica (y de otros servicios básicos de infraestructura) fue realizada en condiciones de libre competencia.

combinados), que permitió reducir la escala de la economía para que inversores individuales participen del segmento y la estabilización del precio de los hidrocarburos en un valor bajo.

Las circunstancias históricas de los países y su posición relativa en el sistema-mundo explican la naturaleza de los objetivos específicos que se perseguían con tales acciones. En líneas generales, puede decirse que los países desarrollados apuntaron con sus reformas a mejorar la eficiencia del sector y del conjunto de sus economías, obstruida por la ausencia de estímulos inherente a la organización monopólica (Newbery, 1997). Mientras que en los países subdesarrollados, donde arreciaban los problemas de la deuda externa, las reformas buscaron, por un lado, alentar inversiones para mejorar la calidad de los servicios públicos y disminuir sus precios al consumo, por el otro, dar respuesta al cumplimiento de las metas fiscales establecidas en los planes de estabilización económica (Devoto, 1997; Bondorevsky *et al.*, 2002). Aunque debido a la trascendencia de las medidas propuestas, sería correcto afirmar que las políticas reformadoras cubrieron en simultáneo varias agendas de gobierno (Thomas, 2003).

En 1982, se produce una reforma pionera y aislada en el sector eléctrico de Chile, en la que se liberaliza el mercado de la generación. A ella le sigue, en 1990, la icónica reforma del modelo británico (Inglaterra y Gales), una experiencia que apuesta a profundizar la creación del mercado e innova en la aplicación de mecanismos regulatorios. Después de la avanzada británica, se irán concretando reformas, unas tras otras, en numerosos países y regiones del mundo: Noruega (1991), Argentina (1992), Perú (1993), Australia-Victoria (1994), Colombia (1994), Finlandia (1995), Nueva Zelanda (1996), Suecia (1996), Brasil (1997), Venezuela (1997), Estados Unidos-California (1998), Holanda (1998), Alemania (1998), Italia (1999), etc.

En vista de los procesos nacionales de reestructuración emprendidos, dos directrices aparecen como denominadores comunes: liberalización y privatización. Es decir, la creación de mercados que introducen la competencia entre agentes como medio para el desarrollo y la venta o concesión de empresas públicas al capital privado y la apertura a la participación de nuevas empresas privadas. Tomando estos lineamientos, las iniciativas practicadas fueron generando diferentes modelos de organización, con diferentes grados de liberalización de los mercados, con implementación de cambios en etapas o en bloque, con menor o mayor nivel de participación privada y con esquemas y métodos de regulación alternativos. Todo ello como lógica derivación de los condicionamientos de cada situación nacional y de las opciones otorgadas por el aprendizaje acumulado a medida que se detectaban desvíos y correcciones en las transformaciones sustanciadas.

La reforma británica del sector impuso un esquema de mercado con los siguientes rasgos: desintegración vertical en cuatro segmentos (generación, transmisión, distribución y comercialización) de la estructura de monopolios horizontalmente desintegrados que existía antes de la reforma, introducción de competencia en etapas no monopólicas (generación y comercialización), regulación por incentivos de las actividades monopólicas (transmisión y distribución), libre acceso de terceros a la red, centralización del control, competencia por medio de *pool* de ofertas de energía y posterior incorporación de mercados de contratos a plazo, privatización con preservación de la propiedad nacional y progresiva liberalización del mercado minorista (Thomas, 2003). El sistema de *pool* funciona por medio de una oferta de precio por parte del generador. De aprobarse la compra, es remunerado por ese valor. Como corrección de la volatilidad de los precios y del poder de mercado, se incorporaron mercados de contratos a plazo. En la regulación por incentivos, el regulador establece precios o tarifas máximas (*Price Cap*) que son revisadas y ajustadas periódicamente por la variación del índice de precios minoristas (IPM), al que se le resta una tasa de crecimiento de la productividad

especificada ("x") y se desentiende de la tasa de ganancia que obtiene la empresa (Devoto, 1998). Dado que la empresa tiene un incentivo para reducir costos en el corto plazo y decide cómo alcanzar las metas sin prescripción alguna de cómo hacerlo por parte del regulador, la insuficiencia de la inversión es un riesgo que puede perjudicar la calidad y el desarrollo del servicio (Berg, 1996; Newbery, 1997). Este es el método actual mayormente difundido en la regulación de servicios de infraestructura. El modelo británico sentó bases para las reformas llevadas a cabo, por ejemplo, en Argentina, Perú, Chile, Victoria (Australia), Holanda y Brasil.

El modelo noruego, al que deberían anexarse los demás países nórdicos, ha llegado a considerarse el más exitoso en términos de liberalización, dadas la profunda atomización empresarial exhibida y la rápida institucionalización del mercado minorista en la totalidad de estratos de usuario (Pérez Arriaga *et al.*, 2006). Conservó la propiedad estatal de las grandes empresas y la integración operacional, no la contable, y abrió el mercado sin discriminación ni restricciones a la competencia total para generadores, distribuidores, comercializadores y usuarios en general (Sagen, 1997; Sarmiento, 1998). A esto se agregan otras ventajas, tales como la amplia aceptación de las reglas de la liberalización por parte de la sociedad (que no pone en cuestión el modelo ante fallas eventuales), una matriz diversificada con abundante generación hidráulica, alta capacidad de interconexión entre países vecinos y participación mayoritaria del capital público (Pérez Arriaga *et al.*, *op.cit.*).

Otros países decidieron preservar estructuras empresarias preexistentes ejecutando reformas de intensidad moderada. Son los casos de Francia e Italia, organizados alrededor de sus respectivas empresas tradicionales EDF (*Electricité de France*) y ENEL (*Ente Nazionale per l' Energia Elettrica Societa per Azioni*), o de Alemania, con pocas compañías regionales concentradas operando en el mercado. Aquí conviven empresas verticalmente integradas y empresas de segmentos específicos en diferentes configuraciones de mercado: monopsonio -Italia-, competencia mayorista y minorista -Francia- y libre elección para todos los usuarios -Alemania- (Fernández, 2003). En estos mercados, el poder que ejercen las empresas líderes es manifiesto. Se practican formas de regulación negociada que hacen objetables la falta de transparencia y la discrecionalidad en la toma de decisiones. Los regímenes de propiedad, los mecanismos de comercialización, el tipo de coordinación y el grado de centralización, por demás, son variados.

Los Estados Unidos compusieron un mercado eléctrico con ciertas diferencias. Dado que existían monopolios privados y competencia en el segmento de generación, la reforma buscaba garantizar un mayor acceso a la red de transmisión, desintegrar verticalmente las empresas, establecer una red de información para compartir el uso y la disponibilidad de la red de transmisión y construir un amplio mercado mayorista (Bailey, 1997). El esquema de coordinación es descentralizado, con la operación a cargo de un organismo independiente y la dualidad de comerciar energía en un mercado en tiempo real o en mercados de contratos a mediano y largo plazo. La peculiaridad de este modelo, conforme a la extensa tradición en materia regulatoria de servicios públicos de este país, fue la aplicación en algunos estados del método del control de la tasa de retorno -o ganancia- para la determinación tarifaria. El principio es simple, el regulador establece una tasa de retorno sobre la base del costo del servicio; si es superada, se obliga a las empresas a bajar las tarifas, si no se supera, se les permite subirlas (Devoto, 1998). Tiene las desventajas de no incentivar la disminución de los costos porque los beneficios pasarán automáticamente al cliente o, dado el caso, incentivar la sobreinversión para aumentar la base de capital usada para calcular la tasa de retorno (Newbery, *op.cit.*).

Cada una de estas variantes de mercado tiene sus ventajas y desventajas, y pareciera que la complejidad intrínseca de la organización tecno-económica del sistema eléctrico hace pensar que ninguna estará completamente exenta de sufrir algún tipo de perturbación más o menos crítica en su desarrollo. Sin embargo, es posible reseñar someramente algunas situaciones, identificar elementos perturbadores e inferir los elementos estabilizadores para usarlos como referencia analítica en nuestro propio estudio del caso argentino.

Por haberse producido en el centro del sistema económico mundial y en un país con idiosincrasia de mercado y una vasta experiencia en regulación, el ejemplo más resonante de crisis eléctrica es el de California. Hacia el año 2000, una cadena de razones atribuibles tanto a factores endógenos como exógenos, terminó con la reiteración de racionamientos y cortes en el servicio eléctrico, quiebra de empresas distribuidoras y un pleito iniciado por el Estado de California contra las generadoras. Aquí, el estado optó por regular la tarifa por medio del *price cap*. Durante el período de adaptación, las tarifas se fijaron por debajo de los costos de adquisición de la energía en el mercado por parte de las distribuidoras que, a su vez, tenían prohibido celebrar contratos a plazo para prevenir el riesgo de volatilidad de los precios (IAE, 2001). La confianza en la autorregulación del mercado prolongó el deterioro de las empresas distribuidoras afectadas, que absorbieron pérdidas, se descapitalizaron y su endeudamiento finalmente las llevó a la bancarrota. El descontrolado aumento de los precios se conjugó: el incremento del precio del gas natural, la falta de construcción de centrales durante más de cuatro años por el incierto destino que perfilaba el debate legislativo de la reforma, el abuso del poder de mercado, la subida del precio de los permisos transables de emisión debido a la fuerte presión del control ambiental, la eliminación del cargo por la capacidad de potencia puesta a disposición y el aumento de la demanda (Montero y Sánchez, 2001). Respecto de la insuficiencia del suministro, las normas regulatorias tampoco asignaron responsabilidad de planeamiento energético a las empresas (IAE, *op.cit.*)

También el modelo británico se vio envuelto en inconvenientes generados por fallas de regulación, aunque sin sufrir crisis de abastecimiento. Campos Aragón (2003) explica que, luego de la etapa de desintegración vertical, sobrevino una de integración entre generadores y distribuidores que hizo irrelevante el mercado mayorista, colapsando el precio mayorista de mercado y subiendo las tarifas -en vez de bajar, como buscaba la reforma- y provocando la quiebra de las centrales que no lograron integrarse con otras distribuidoras. Este proceso puso en duda la viabilidad de la reforma encarada, al punto que se empezó a considerar la solución de revertir las privatizaciones (Jiménez Domínguez y Navarro Chávez, 2007).

Otros ejemplos, como la crisis eléctrica brasilera de 2001, provocada por la mezcla de insuficiencia del parque generador y la red de transmisión, debida a la falta de inversiones públicas y privadas, y el acontecimiento de una sequía prolongada en una matriz con exceso de dependencia de la generación hidráulica, lo que derivó en racionamiento de la energía en hogares e industrias (Becker Zuazua, 2003), ponen al desnudo dificultades de la regulación. En principio, se entreveran factores externos al modelo implementado, mas luego, el mismo aparato regulatorio es el que debe aprender a incorporar las condiciones de entorno dentro del sistema y habilitar los mecanismos correctores y directores de la inversión, en este caso, para conseguir el efecto de la diversificación de la matriz y minimizar el riesgo de la escasez de fuentes. Por otra parte, como demuestra Fernández (*op.cit.*) al comparar la dinámica del mercado noruego con la de otros países industrializados, los modelos de mercado con una capacidad instalada predominantemente hidráulica poseen menor volatilidad de los precios, mientras que los precios tienden a ser más volátiles en los mercados con alta participación

termoeléctrica. Las relaciones entre matriz y regulación son sumamente importantes para el comportamiento del mercado eléctrico.

En el análisis de la crisis que atravesaba el sector eléctrico de Venezuela desde fines de la década de 1990, Anna Martin (2001) remarca los serios problemas de las compañías privadas y de las empresas públicas desfinanciadas para efectuar inversiones. La falta de rentabilidad quita respaldo a las empresas del sector para solicitar créditos y desarrollar la actividad. Bajo valor de las tarifas reguladas por el gobierno, demora en las revisiones tarifarias, deficiencias en la infraestructura, alta indisponibilidad del parque térmico, baja generación hidroeléctrica por sequía e incertidumbre de los potenciales inversionistas ante la desconfianza hacia el régimen económico, son los factores de una crisis manifiesta (*ibíd.*). La crisis eléctrica de Sudáfrica, que se expresa en apagones generalizados en 2007 y 2008 e impone severos límites al crecimiento de la economía, muestra la falta de respuesta del capital privado al proceso de reestructuración y mercantilización eléctrica iniciado en los noventas. En opinión de Bayliss (2008), el fracaso de la reforma es el resultado de reglas de juego poco claras, la incertidumbre en las políticas, la lentitud de aplicación y un optimismo injustificado en la inversión privada.

Sintetizando, los mercados eléctricos que se institucionalizaron en numerosos países del mundo desde principios de los noventas, poseen aspectos que los hacen únicos. Pero el correcto funcionamiento, más allá de las modalidades organizativas que asuma este tipo de estructuras, depende de unas propiedades del entorno sumamente semejantes: estabilidad del escenario económico; certeza; reglas claras y transparentes; garantías de rentabilidad razonable; seguridad jurídica; determinación de precios por el mercado; control y regulación eficaz; presencia del estado, sobre todo, en planificación; matrices diversificadas y/o con baja dependencia de insumos agotables expuestos a la volatilidad de los precios. La ausencia de uno o varios de estos elementos -si no determina una crisis- es lo que desvía el normal funcionamiento del sistema y obstaculiza el proceso de desarrollo.

4.2. El sector eléctrico en el período de la Convertibilidad

4.2.1. El modo de desarrollo de la Convertibilidad (1991-2001)

En Argentina, el primer antecedente de la neoliberalización lo constituye la aplicación del programa de ajuste de 1975, ideado por el ex ministro de Economía, Celestino Rodrigo, que no consigue trascender en la medida de lo previsto debido a la fuerte resistencia de la voluntad popular. Una implementación de políticas neoliberales de mayor alcance se realiza al mando de las juntas militares (1976-1983). Ya en los años noventas, el proyecto político encabezado por Carlos Saúl Menem, consolida el proceso de reestructuración neoliberal de la economía argentina, adoptando un nuevo modo de desarrollo nacional, cuyo basamento institucional se expresa en el Plan de la Convertibilidad. La descripción que exponemos a continuación resume los aspectos que consideramos cruciales para entender la génesis de la crisis del sector eléctrico argentino.

Al cierre de los ochentas, la economía argentina se encontraba sumergida en un escenario de crisis generado por la espiral hiperinflacionaria, el déficit fiscal, el desequilibrio de la balanza de pagos y la recesión económica que, a su vez, había llevado a cancelar los pagos de la deuda externa (Bordón, 2011). El modo de desarrollo de la Convertibilidad es la estrategia de superación de ese escenario, que emerge como producto del alineamiento de

poder del gobierno con los intereses de distintas fracciones del bloque dominante, integrado por grandes grupos económicos nacionales, empresas multinacionales y acreedores externos (Rofman y Romero, 1997; Basualdo y Azpiazu, 2004; Galafassi, 2004). Esta configuración del modo de desarrollo quedó definida por un régimen de acumulación parcialmente intensivo, pero sin consumo masivo, y un modo de regulación competitivo (Neffa y Panigo, 2010) y fue organizado alrededor de la preservación de la estabilidad monetaria y el pago de la deuda externa como prioridades gubernamentales del período (Borón, 2000:143).

En medio de la crisis, el grave deterioro de los servicios públicos le hace tomar vuelo a la crítica ortodoxa hacia el control y la administración estatal de los organismos encargados de la prestación. La privatización de las arcaicas estructuras empresarias, también juzgadas por su propensión al vicio de la corrupción⁵⁰, y la construcción de mercados competitivos, que traerían innovación tecnológica y organizacional y un sustancioso mejoramiento en la calidad de los servicios, enarbolaban los más férreos indicios de modernización.⁵¹

El primer paso en firme se produjo en el invierno de 1989, con la sanción de las leyes nacionales Nº 23.696 -Reforma del Estado- y Nº 23.697 -Emergencia Económica. El paquete legislativo declaró la emergencia administrativa de todas las dependencias y organismos del estado nacional, autorizó el parto explosivo de los subsiguientes proyectos de privatización para prácticamente todas las empresas públicas, dio autonomía al Banco Central y eliminó restricciones al capital extranjero. Habían empezado a formalizarse, así, las regulaciones que viabilizarían los intereses del bloque dominante.

El siguiente hito de la refundación la constituye el Plan de Convertibilidad, aprobado en 1991, que estableció una relación de paridad cambiaria fija entre el dólar estadounidense y el peso argentino. El objetivo del Plan consistía en estabilizar los precios a largo plazo y alentar el ingreso masivo de capitales extranjeros mediante el atractivo de los altos tipos de interés y las altas tasas de ganancia (Neffa, 1998). La instalación de este esquema económico impulsó un desplazamiento de la base del régimen de acumulación desde la economía real hacia el sector financiero, donde la rentabilidad era más alta que la vigente en los centros financieros mundiales (Boyer, 2002). En consecuencia, por un lado, se sobrevaluó el peso frente al dólar y crecieron de forma exuberante los mercados financieros (Neffa y Panigo, *op.cit.*; Borón, *op.cit.*) y, por el otro, en el sector productivo se constataron procesos de alta concentración y centralización de capital (Schorr, 2005). La volatilidad del capital financiero, vinculada con la desregulación del sector, sometió a la economía argentina a una riesgosa fragilidad. Cualquier movimiento alcista en las tasas de interés del mercado internacional podía invertir el flujo de capitales y desequilibrar las cuentas internas, algo que en efecto sucedió en el bienio 1995-96, dejando al descubierto las limitaciones del modelo.

En relación a las privatizaciones, éstas constituyeron un eje fundamental del modo de desarrollo convertible. El caso argentino representa, tal vez mejor que ningún otro, el de una reforma condicionada en su profundidad y su orientación por las reformas generadas en el plano económico, donde se distinguen los acuciantes desequilibrios macroeconómicos y la hiperinflación de fines de los ochentas como los principales elementos propiciadores del

⁵⁰ En relación con la reforma del Estado, es interesante conocer la visión oficial de aquellos años defendida desde adentro del sector energético, a través de un informe del Ente Nacional Regulador de la Electricidad que explica que: “debían remediarse (...) “enfermedades” o “vicios” propios de la organización del Estado tales como: burocracia, descalificación del personal, corrupción, etc.” (ENRE, 1994:8).

⁵¹ En un artículo publicado en 1990, Morbelli y Wolanski se preocupaban por la distancia entre la “euforia” y “entusiasmo” asumidos por la “opinión pública” respecto de la promocionada política de privatizaciones de los servicios públicos y la ausencia de interrogantes en la colectividad acerca de “lo que sigue” a la modificación del perfil del Estado.

cambio (Pistonesi, 2001). Además, ha representado una desdichada experiencia ejemplar a nivel mundial de enajenación del patrimonio público en cuanto a la magnitud, la celeridad y la escasa transparencia con que se llevaron a cabo los traspasos. Venta de activos públicos subvaluados, drástica reducción de planteles de trabajadores sustentada en la flexibilización laboral, significativos aumentos tarifarios previos a las licitaciones y desconsideración de consultas populares son algunos aspectos que marcan la premura privatizadora (Azpiazu, 2005a). A pocos años de aprobarse la ley de reforma del estado, habrían de transferirse: la petrolera YPF (mayor empresa del país), áreas de explotación de hidrocarburos, empresas del sector eléctrico y gasífero, servicios de infraestructura vial, empresas siderúrgicas y petroquímicas, sistema de aeropuertos, servicio postal, ferrocarriles, servicios de telefonía, control del espacio radioeléctrico, principales terminales portuarias y sistemas de agua y saneamiento.

El gobierno utilizaría los recursos del programa de privatizaciones para combatir el pesado lastre del endeudamiento externo. Sin embargo, el impacto no sólo fue nulo, sino inverso. Durante el período 1990-1993, las privatizaciones otorgaron al Tesoro Nacional un ingreso total de 9.736,7 millones de dólares en efectivo (6.743 millones corresponden al sector energético) y un rescate de títulos por valor de 13.425,3 millones de dólares (6.785,8 millones del sector energético), mientras que la deuda externa creció de 61.000 a 68.000 millones de dólares (Kozulj, 2002).

El proceso de las privatizaciones hizo visible la conformación del bloque dominante. Basualdo explica cómo funcionó la estrategia de poder de cada una de las fracciones de ese bloque:

“En el caso de los acreedores externos, las privatizaciones permitirían restablecer el pago de los servicios de la deuda externa (...) mediante la instrumentación del mecanismo de capitalización de los títulos de la deuda en la transferencia de los activos estatales. En el caso de los grupos económicos locales y de los conglomerados extranjeros radicados en el país, suponía la apertura de nuevos mercados y áreas de actividad con un reducido -o, como se pudo comprobar luego, inexistente- riesgo empresarial, en la medida en que se trataba de la transferencia o la concesión de activos a ser explotados en el marco de reservas legales de mercado en sectores monopólicos u oligopólicos, con ganancias extraordinarias⁵² garantizadas por los propios marcos regulatorios” (Basualdo, 2002:9).⁵³

La internalización de las ganancias extraordinarias se basaba, primeramente, en la estructura normativa de la política monetaria, que permitía a los consorcios adjudicatarios realizar sus actividades productivas bajo una ficticia relación de equivalencia peso-dólar.⁵⁴ La rentabilidad también se vio acrecentada por otros factores, entre los que cabe mencionar: acceso a activos estatales a valores menores a los de reposición; incumplimiento de los compromisos de inversión, habilitados por deficiencias de regulación y control; distorsión en

⁵² Se consideran “ganancias extraordinarias” a aquellas que se ubican por encima de la rentabilidad media del conjunto de la economía.

⁵³ “En los pliegos de privatizaciones se exigió, como regla general, que la responsabilidad técnica de la operación estuviera en manos de firmas con experiencia previa en el mismo sector de actividad, las cuales estaban obligadas a conservar -durante un tiempo especificado- participación accionaria en los respectivos consorcios” (Gerchunoff *et al.*, 2003:16). Este método benefició a las empresas extranjeras por encima de las locales, carecientes de experiencia en actividades que habían estado bajo dominio estatal.

⁵⁴ La rentabilidad de las privatizadas argentinas contrasta con lo que se verifica en las economías desarrolladas, donde, en general, las empresas prestatarias de servicios públicos sujetas a regulación son las que internalizan relativamente las más bajas tasas de rentabilidad (Azpiazu y Basualdo, 2004:20).

la estructura de precios (bajos salarios, bajo costo de bienes de capital importados, etc.), que creó un contexto operativo favorable a las privatizadas; renegociaciones contractuales, que casi siempre se centraron en alzas en las tarifas; protección frente a modificaciones en la política tributaria; exenciones impositivas; ajustes tarifarios periódicos vinculados al índice de precios de los Estados Unidos (PCI/PPI), cuya inflación era por entonces superior a la de Argentina, pese a las cláusulas prohibitorias de la Ley de Convertibilidad, y aumento de la productividad, precedida por los despidos masivos y seguida por la reorganización técnica de los procesos de trabajo (Karol, 2001; Azpiazu y Schorr, 2001; Azpiazu y Basualdo, 2004; Kozulj, 2005). Con las “privatizadas” se creó un ámbito del régimen de acumulación para que los inversores desplieguen un comportamiento rentístico; es decir, con predominio de un horizonte temporal de valorización del capital de corto plazo, que, en lugar de programar el desarrollo futuro de las unidades económicas, buscaba distribuir excedentes a los accionistas (Salama, 2002).⁵⁵

Las tasas de ganancia y de inversión en los servicios de infraestructura privatizados se movieron tendencialmente a la baja a medida que el régimen de acumulación emitía signos de agotamiento, acelerando la repatriación de beneficios, las transferencias intrafirma y los depósitos en el exterior. En una perspectiva sistémica, el proceso de privatizaciones muestra el funcionamiento específico de un mecanismo de “acumulación por desposesión” (Harvey, 2004). En este contexto, se reestructura el sector eléctrico, creando un modelo de gestión y producción coherentemente estructurado en la lógica de desarrollo de la Convertibilidad. Algunas directrices que emergen de la recomposición perduran todavía hoy y se implican por igual en el favorable desempeño de los “noventas” y en la gestación de la crisis sectorial que surge una vez cerrada dicha fase de la historia económica del país.

4.2.2. El modelo de gestión privada surgido de la reforma

A finales de la década de los ochentas, el sistema eléctrico argentino atraviesa una gravosa situación de escasez de energía, fondeada por la desfinanciación de las empresas públicas y la ineficiencia productiva, que culmina en la reestructuración del sector en 1992. Durante los años posteriores al inicio de la reforma, sobrevino la reversión de la escasez de energía en las redes, la modernización de los sistemas de gestión y operación y la mejora sustancial de la calidad del servicio. Al cabo de un tiempo, la nueva organización del sector era vitoreada como un ejemplo de reforma exitosa, aún cuando ese dictamen se apresurara a enfatizar los resultados conseguidos en determinados aspectos del desarrollo energético y soslayara otros, sobre todo, aquellos asociados con la equidad, la justicia y la sostenibilidad.⁵⁶

Desde el punto de vista de la organización social, la reforma conllevó el ingreso de nuevos actores al sistema, la resignación de roles a los actores preexistentes y un cambio en las relaciones sociales que se exteriorizó adjudicando un nuevo sentido político a la energía.

⁵⁵ Ana Castellani define este tipo de construcciones como “ámbitos privilegiados de acumulación” (APA), que designan “un espacio virtual articulado por diversas prácticas que permiten la generación de ganancias extraordinarias para un conjunto de empresas privadas, beneficios que se sostienen en la existencia de múltiples y diversos privilegios (que pueden o no estar institucionalizados)” (Castellani, 2009:225).

⁵⁶ Entre quienes comparten esta valoración positiva de la reforma eléctrica -con obvios matices- se encuentran, por ejemplo: Romero (1998), Pistonesi (2000 y 2001), Bondorevsky *et al.* (2002), Gerchunoff *et al.* (2003), Fundación para el Cambio (2003), Lenguitti y Cebreiro (2005) y Montamat (2007).

El tradicional modelo de gestión pública fue sucedido por un modelo de gestión privada, que condensó de manera radical el cambio hacia la orientación de mercado. Asimismo, desde un punto de vista geográfico, implicó el surgimiento de nuevas pautas de producción social de la red, una resignificación de prácticas territoriales proyectadas sobre dicho espacio y una alteración de los patrones del desarrollo geográfico desigual de la red eléctrica.⁵⁷

Entre los factores circunstanciales que se combinaron en el desabastecimiento de los ochentas y justificaron la necesidad de un cambio de organización, deben enumerarse:⁵⁸

Aspectos técnicos

1. Altos índices de indisponibilidad del parque térmico por el bajo nivel de mantenimiento, que tocó un pico de 51,9% en 1992.
2. Caída de varias líneas de transmisión.
3. Salida de servicio de las centrales nucleares Atucha y Embalse.
4. Bajo nivel de hidráulidad en ríos en los que se emplaza centrales de base, provocado por un prolongado período de sequía.

Aspectos político-económicos

5. Crecimiento de las pérdidas de energía, inducido por un crecimiento de las pérdidas no técnicas (hurtos de electricidad), pasando del 17,4% en 1980 al 22,1 en 1990.
6. Excesiva injerencia sindical,
7. Relación ficticia costo-precio y baja productividad.
8. Inadecuada definición de las políticas energéticas y las fallas de la planificación.
9. Incapacidad del Estado para financiar las inversiones requeridas en un contexto recesivo e hiperinflacionario y de insolvencia frente a la deuda externa.

El sector eléctrico, que se había conformado durante el medio siglo precedente, se hallaba organizado según un modelo de gestión estatal caracterizado por: a) la existencia de pocas empresas monopólicas de propiedad pública, en su mayoría integradas verticalmente y que servían en áreas de extensión considerable, sujetas a la delimitación de los ámbitos jurisdiccionales nacional y provincial⁵⁹; b) la concentración en la órbita del estado de las funciones de regulación, control y planificación, en dependencias específicas, junto a las actividades productivas del suministro, a cargo de las empresas públicas; c) intervención del estado en la definición de precios y tarifas en base a criterios políticos, y d) una concepción del servicio público asociada a los fines de la justicia redistributiva del Estado de Bienestar. El panorama general se completaba con la presencia de numerosas cooperativas y empresas municipales, que habían cumplido un papel primordial en la estructuración de los servicios

⁵⁷ Circunscribimos la caracterización a ciertos aspectos de la dimensión espacial del desarrollo eléctrico. Podría interrogarse el mismo proceso enfocando otros aspectos de la dimensión espacial y utilizando otras categorías de análisis geográfico, por ejemplo: cambios en el *paisaje* de la red, impactos en el *ambiente*, etc.

⁵⁸ La lista de factores se elabora en base a Devoto (1998), Romero (1998), Maldonado y Palma (2004), Montamat (2007), FUNDELEC (2012) y Krakowiak (2013).

⁵⁹ Una excepción la representó la ex SEGBA (Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires), que desde su creación en 1958, brindaba el suministro en la Capital Federal y 14 municipios del Gran Buenos Aires. También cabe una mención aparte para las grandes centrales hidroeléctricas binacionales: Salto Grande, en operación desde 1979, y Yaciretá, comenzada a construir en 1973 y que recién entraría en servicio en 1994.

eléctricos desde las primeras décadas del siglo XX y que todavía abastecen, básicamente, en áreas rurales y en pequeñas aglomeraciones urbanas del interior del país.

En el modelo de gestión estatal las decisiones están directamente orientadas por los objetivos generales de gobierno, en particular, por las finalidades de la promoción sectorial y el desarrollo regional (CEPAL, 2003). Lejos de caer en representaciones idílicas del modelo, es dable aseverar que la equidad podía constituir una prioridad que relegaba la búsqueda de productividad y eficiencia económica al interior del sector.⁶⁰

Las reformas de liberalización, mercantilización y privatización, como vimos, alteran la lógica de desarrollo eléctrico. La competencia y la eficiencia pasarán a un primer plano y la equidad social se transformará en una variable flotante.⁶¹ En el modelo de gestión privada, el desarrollo eléctrico será concebido como una consecuencia natural de la confianza que inspiran una regulación eficaz y flexible, la estabilidad económica y financiera y la seguridad jurídica, entre otras señales favorables a la inversión. En esta lógica, la autorregulación del mercado minimiza y/o reemplaza a las tareas de planificación energética antes comandada por organismos del estado.

En diciembre de 1991, fue sancionada la Ley Nº 24.065, de Régimen de la Energía Eléctrica, que proporciona el marco regulatorio para institucionalizar el rediseño del sector eléctrico nacional. Los modelos chileno y británico; ya por la incorporación de los elementos positivos de su diseño, ya por los desvíos de funcionamiento que demostraron la necesidad de ser tenidos en cuenta y corregidos; son dos referentes de la reforma argentina. En 1992, se inicia la reconversión en torno a los siguientes ejes:⁶²

1. Desintegración vertical con segmentación de las tres actividades básicas del suministro (generación, transporte y distribución) y división horizontal de las tres grandes empresas de propiedad pública nacional: Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires, Agua y Energía Eléctrica Sociedad de Estado e Hidronor Patagónica Sociedad Anónima. La fragmentación empresarial crea unidades de negocio independientes sujetas a privatización total o parcial bajo la forma de sociedades por acciones.⁶³ La privatización de los generadores implica la compra-venta de activos públicos, la de transportistas y distribuidoras se realiza por medio de contratos de concesión.

2. Creación de un mercado competitivo, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)⁶⁴, en el que generadores, distribuidores y grandes usuarios⁶⁵ quedan facultados para negociar contratos a plazo de forma directa o para actuar en un mercado *Spot* en el que oferentes suministran la energía siguiendo una metodología de despacho económico basada en el costo marginal, cobrando en función del Precio de Mercado, y demandantes abonan un Precio Estacional

⁶⁰ Esta característica del sentido del servicio público permite explicar, por ejemplo, la permisividad que solían practicar las empresas públicas frente a la detección de conexiones clandestinas en los sectores de usuarios de bajos recursos.

⁶¹ El ex Secretario de Energía Ing. Carlos Bastos decía que en Argentina “(...) está cambiando el punto de vista de que la energía es un bien estratégico, para subordinarse a la obtención de objetivos. Por ser la energía un bien económico más, debe someterse a todas las reglas que se aplican a otros bienes económicos, para lograr el máximo bienestar de la sociedad” (en ENRE, 1994:2).

⁶² Corresponden, en su mayoría, pero no exclusivamente, al marco regulatorio eléctrico (Ley Nº 24.065).

⁶³ Los entes binacionales y las centrales nucleares -las últimas pertenecientes al estado nacional- no formaron parte de la reestructuración.

⁶⁴ En rigor, se crearon dos mercados mayoristas. En la región patagónica se crea el Mercado Eléctrico Mayorista del sistema patagónico (MEMSP), que funcionaría de manera aislada hasta 2006, año en que se vincula al Sistema Interconectado (SADI) mediante el nodo Choele Choel con la línea proveniente de Pico Truncado.

⁶⁵ Posteriormente, se incorpora la figura de “comercializador”.

que se programa semestralmente y se revisa trimestralmente. Se prohíbe a las transportistas la comercialización de energía.

3. La actividad de generación es declarada de “interés general” y sólo se regula en aquellos aspectos que pudieran afectar al mismo.⁶⁶ Las actividades de transporte y de distribución de electricidad, en cambio, se mantienen como monopolios naturales y son declaradas “servicio público”. Éstos quedan obligados a garantizar el libre acceso de terceros a sus servicios y se elaboran normas específicas al efecto de proteger a los usuarios cautivos;

4. Los distribuidores son retribuidos mediante el Valor Agregado de Distribución (VAD), que se compone de los costos insumidos en la operación, el mantenimiento y la ampliación de las redes eléctricas (baja y media tensión) más una ganancia justa y razonable⁶⁷. Los agentes transportistas son retribuidos por operar y mantener las líneas mediante una tarifa de peaje y no tienen obligación de ampliar la capacidad de transmisión de las redes que a su cargo. La responsabilidad de ampliación recae en el mercado en su conjunto.

5. Las distribuidoras tienen la obligación de satisfacer toda la demanda que fuera requerida por los usuarios de su área de concesión.

6. El modelo regulatorio adoptado es el de incentivos (metas y objetivos) en sistema tarifario *Price Cap*. No hay exigencia de inversiones para los concesionarios, pero son regulados y controlados en función de criterios de calidad (producto técnico, servicio técnico y servicio comercial) y bajo pena de recibir sanciones si no se respetan los estándares fijados. También se les autoriza a disponer libremente de sus utilidades.

7. Aplicación de restricciones legales para prevenir formaciones monopólicas -no naturales- en la cadena eléctrica (principio de incompatibilidad de funciones) o abusos de poder de mercado que neutralicen los incentivos de la competencia.

8. Creación de instituciones autárquicas dedicadas a la regulación, el control y la operación del sistema: Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), como autoridad de aplicación del marco regulatorio y normas complementarias, y Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), operador del mercado integrado por representantes de los agentes del mercado y del estado nacional.

De la fragmentación de las tres empresas públicas nacionales surgieron veintisiete unidades de negocio de generación (catorce térmicas, doce hidroeléctricas y una mixta), siete de transporte (Transener, encargada de atender el Sistema Argentino de Interconexión -SADI-, y seis transportistas regionales) y tres distribuidoras (Edenor, Edesur y Edelap). En todas ellas se concretaron operaciones de transferencia mediante contratos de concesión o ventas de activos. En el caso de las unidades de negocio de jurisdicción provincial, hasta el año 1998, fueron trece las provincias que adhirieron al régimen de reforma y efectivizaron procesos de privatización, básicamente, en el área de distribución. Mirando la composición del total de privatizaciones del sector, las adquisiciones accionarias más importantes -sobre todo, en los paquetes de los activos más estratégicos- revelan una fuerte participación de los representantes de las tres fracciones del bloque dominante: grupos económicos nacionales (Pérez Companc, Techint, Cartellone, Soldatti, Loma Negra, etc.), inversores y empresas internacionales con experiencia en el rubro de la energía (AES, EDF, Duke Energy, Camuzzi,

⁶⁶ Una de las cláusulas más importantes establece que los generadores térmicos están facultados para acceder al segmento sin previa autorización, mientras que los generadores hidroeléctricos están sujetos a un régimen de concesión del agua como recurso natural que es propiedad de las provincias.

⁶⁷ Sobre los criterios de “justicia” y “razonabilidad” en el contexto de la tarifación, ver Molina (2006).

Endesa, National Grid, etc.) y bancos extranjeros (J.P. Morgan, Citycorp, SEI Holdings, Banco de Galicia, etc.).⁶⁸

¿Cuáles fueron los resultados de esta reorganización en términos desarrollo eléctrico en el período 1992-2001? Es importante que analicemos esta evolución porque nos permite entender el estado de cosas y las trayectorias particulares que colisionan al irrumpir la crisis del sector en 2002, y que son las nuevas condiciones de partida sobre las cuales operarán los actores responsables de la gestión. Nos concentramos en la descripción de aspectos de los tres segmentos del sector, en la evolución de precios y tarifas y en la expresión geográfica del desarrollo de la red. Algunos puntos que constituyen factores explicativos de la crisis y sugieren una relectura de la reforma son ampliados más adelante.

4.2.3. El subsector de generación

Antes de revisar los datos de los indicadores del subsector de generación, conviene señalar el comportamiento que tuvo la demanda de energía eléctrica a lo largo del período. Entre 1992 y 2001, la demanda de electricidad crece un 68,5%, y lo hace a una tasa anual del 7,24% en el subperíodo 1993-1998 y a un ritmo atenuado del 4,05% en la etapa recesiva de 1999-2001.⁶⁹ Si incluimos al año 2002 como punto álgido y más dramático de la recesión, en el cual se experimenta la única variación interanual negativa de la serie temporal completa con una pérdida de consumo de -3,52% respecto año anterior, la tasa anual (1999-2002) cae al 1,46%.

En respuesta, por el lado de la oferta, la potencia nominal instalada se incrementa de 14.077Mw en diciembre de 1992 a 24.913Mw en diciembre de 2001 (datos del ENRE).⁷⁰ Esos 10.800Mw que se incorporan en un lapso de nueve años -más de 1.200Mw al año- significan un crecimiento relativo del 77% que se produce a tasas algo superiores a las de la demanda; 7,66% entre 1993 y 1998 y 5,98% entre 1999 y 2001. Es de resaltar que aún en el período recesivo, cuando la demanda de energía eléctrica decrece, la potencia instalada permanece ascendiendo casi al mismo ritmo con que lo había hecho en el subperíodo de la expansión, aunque debe considerarse que buena parte de esas incorporaciones había sido programada y comenzada a montar con anterioridad al inicio de la recesión.

Como puede observarse en el Gráfico Nº 9, el capital privado desarrolla una muy activa participación en este segmento de actividad desde el inicio de la reestructuración. Los acusados saltos del cuatrienio 1992-1995, demuestran la profundidad y rapidez con que se concretó la privatización de las diferentes unidades de negocios conformadas, llegando a acaparar un 66% de la potencia instalada total en 1995, mientras que para ese mismo año los activos de propiedad pública nacional –sin contar la participación en entes binacionales– se reducen a un magro 10%, en fuerte contraste con el 72% que poseía en 1991. A partir de allí, el crecimiento de la potencia instalada pasa a ser dominado prácticamente en totalidad por la inversión privada, que alcanza el 75% de participación para el año 2000. En paralelo,

⁶⁸ En base a datos del informe anual del ENRE (1998a).

⁶⁹ Aquí y en lo sucesivo, el cálculo de las tasas de crecimiento anual se realiza por el método de crecimiento geométrico. Los datos utilizados pertenecen a los informes estadísticos anuales del sector eléctrico elaborados por la Secretaría de Energía de la Nación (SE, 1995-2003).

⁷⁰ Contempla la potencia instalada del conjunto MEM+MEMSP. El MEM abastece el 93% de la demanda eléctrica del país, mientras que el MEMSP cubre un 6%, y el 1% restante es abastecido por pequeños sistemas aislados (*Ibid.*).

aumenta constantemente la cantidad de agentes de mercado en el segmento de generación, de 23 en 1993 a un máximo de 44 en 1997 (datos de CAMMESA, 2003).

GRÁFICO Nº 9. *Potencia instalada (Mw) por tipo de operador.*
Argentina (MEM+MEMSP), 1991-2002.



El tipo de operador "Otras" incluye centrales provinciales, municipales y cooperativas.
Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (1996b, 2001b y 2006b).

Más en detalle, el crecimiento del área de generación obedeció a la acción de tres procesos. En primer lugar, a la entrada en servicio de grupos de las centrales hidroeléctricas Piedra del Águila y Yacyretá, que se encontraban en obra tiempo antes de la reforma con financiamiento público y que, entre los años 1993 y 1998, a medida que ingresan en servicio los distintos grupos generadores, permiten incorporar un destacado aporte de 2.330Mw de potencia nominal.⁷¹ En segundo, a la pronta construcción de centrales térmicas privadas ya desde 1993 que participan como nuevos agentes del mercado. Y, tercero, a la repotenciación y a la innovación tecnológica en busca de eficiencia tanto en el parque térmico preexistente que pasó a manos privadas como en las nuevas centrales.

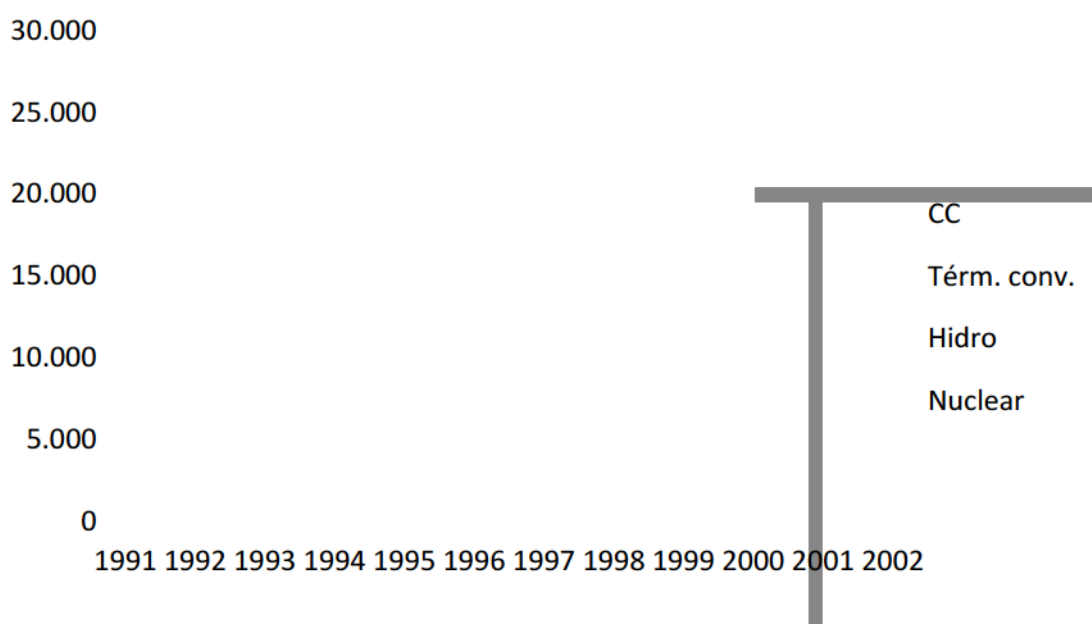
Diferentes razones motivaron la corriente de inversiones en el área de la generación. Primero, por tratarse la energía eléctrica de un servicio esencial incorporado a todas las actividades sociales, asegura una demanda constante y previsibilidad del comportamiento. Esto ayuda a estimar con bastante exactitud el factor de utilización de la maquinaria y la tasa y el tiempo de retorno del capital adelantado. Segundo, en la posibilidad de seleccionar y licitar centrales de la totalidad del parque generador, dado que las empresas públicas quedaron sujetas a privatización total, a diferencia de otros casos nacionales de reformas de liberalización en las que el proceso de privatización fue parcial y/o marginal. La apertura total originó formidables oportunidades de negocio. Tercero, la reforma procedía de una crisis de oferta en la que no se registraba reserva de potencia, razón por la cual las centrales en servicio debían generar energía y ello garantizaba el despacho en el mediano y largo plazo, dependiendo del tipo y el estado de las instalaciones. Cuarto, en la instrumentación

⁷¹ De ese valor, 1.400Mw pertenecen a los cuatro grupos de Piedra del Águila -que ingresan entre 1993 y 1994- y 930Mw se corresponden con la potencia entregada por la mitad argentina de Yacyretá funcionando a cota reducida (76msnm), que implica un rendimiento de alrededor del 60% sobre una potencia nominal de 1550Mw (diez grupos de 155Mw sobre un total de veinte con los que se equipa la central).

de la competencia en una estructura sectorial que no tenía niveles de eficiencia. Aquí, la innovación tecnológica permitió reducir costos de generación y elevar los márgenes de rentabilidad. Y quinto, en la posibilidad adicional de exportar saldos de energía comercial al sur de Brasil.

El Gráfico Nº 10 muestra la evolución de la potencia instalada por tipo de generación. Allí se aprecia que, sobre todo a partir de 1997, el crecimiento es liderado por la instalación de equipos de ciclo combinado. En términos de sostenibilidad, este proceso debe concebirse en su dualidad. Por una parte, el ciclo combinado permite una producción de electricidad mucho más eficiente que las usinas de tecnología convencional, su instalación en la segunda mitad del período va sustituyendo una proporción de usinas convencionales de forma neta y llega en 2001 a representar un tercio del total de la potencia instalada en el país. Por la otra, no deja de representar un dinamismo prácticamente cerrado a la generación termoeléctrica. Es decir que la matriz eléctrica profundiza su dependencia de los combustibles fósiles. Más adelante retomamos este hecho, analizando relaciones multivariadas del sistema energético en el contexto de la crisis.

GRÁFICO Nº 10. *Potencia instalada (Mw) por tipo de generación.*
Argentina (MEM+MEMSP), 1991-2002.



El tipo de generación "térmica convencional" incluye centrales turbogas, turbovapor y diesel.

Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (1996b, 2001b y 2006b).

Gracias a este desempeño, la indisponibilidad térmica se redujo de casi el 52% que había tocado en 1992 a un 28% en 1995 y al 22% en 1997; mientras que la reserva nominal de potencia se mantuvo por encima del 40% en todo el período y la reserva efectiva creció del 20% en 1992 a un valor medio del 34% entre 1995 y 2001.⁷² El segmento de generación logró, así, desprenderse con holgura respecto de la demanda (ENRE, 1998).

El fuerte dinamismo inversor que protagonizó el mercado eléctrico en el segmento de la generación, condujo hacia el segundo tramo de la década a una sobreacumulación de infraestructuras en la que los productores más competitivos desplazaron del despacho a los que se volvieron obsoletos y pasaron a reserva fría, siendo ingresados en servicio solamente

⁷² En base a datos recopilados por Stábile (2011).

en horas picos o por restricciones en la capacidad de transporte y/o congestión de líneas. El reemplazo de la planificación energética por la autorregulación del mercado, muestra sobre este punto claras deficiencias de la concepción del desarrollo del sector.

4.2.4. El subsector de transporte

En contraposición con el amplio despliegue que mostró el subsector de generación, la expansión del segmento de transporte no reaccionó en la medida esperada para lograr una adecuada integración física de las distintas zonas que componen la red eléctrica nacional, lo que también trajo efectos inhibidores para el ejercicio del mercado. Debe reconocerse que las enormes distancias que separan al centro de consumo del sistema eléctrico, la Región Metropolitana de Buenos Aires más otras aglomeraciones urbanas de la región pampeana (70% de la demanda), con las áreas excedentarias más importantes del país, las regiones del Comahue y del Litoral (35% de la oferta), donde se localizan los núcleos de la producción de la hidroelectricidad, condicionan la materialización de obras de integración energética.

En concreto, el sistema de transporte en alta y extra alta tensión (AyEAT) se extendió de 7.192kmts de longitud de líneas y de una capacidad de transformación de 9.100MVA en 1992 a 9.669kmts y 11.350MVA en 2002, mientras que el sistema de distribución troncal (DT) lo hizo de 9.766kmts y 6.064MVA a 12.471kmts y 8.479MVA en igual período; esto representó respectivas variaciones del 34% y 25% -AyEAT- y 28% y 40% -DT- (datos de CAMMESA, 2003). Los niveles de crecimiento indicados para ambos subsistemas se ubican bien por debajo del experimentado en el subsector de generación y reflejan la situación de subinversión y atraso relativo padecida en el transporte de alta tensión en el transcurso de la década de los noventa (FpC, 2003; Nicchi, 2004).

Hasta 2002, las líneas de transmisión de alta magnitud que se pusieron en servicio, provocando un impacto significativo para el funcionamiento del MEM, fueron sólo tres: los dos primeros tramos de la interconexión de Yacretá a la red nacional, uno realizado a través de la Estación Transformadora (ET) Resistencia (1994) y otro por medio de la ET Salto Grande (1996), y la cuarta línea del Corredor Comahue-Buenos Aires (2000). La vinculación física de Yacretá permitió ir disponiendo de bloques crecientes de energía barata circulando por la red, que se sumaban a la potencia entregada por Piedra del Águila a través de los vínculos preexistentes en la región del sur. La llamada “cuarta línea” es un canal redundante que se incorpora para expandir la capacidad evacuadora de la potencia del Comahue hacia el centro de cargas -y, subsidiariamente, para mejorar la confiabilidad del sistema- recién al final del período. Hasta entonces, los perjuicios de la congestión de las líneas que debieron soportar varios de los generadores eficientes allí radicados fueron notorios: imposibilidad de ingresar al despacho, pérdidas en el factor de carga traducidas en pérdidas económicas, retribución por precios locales inferiores a los precios de mercado.⁷³ Puesto en términos de conjunto, el insuficiente desarrollo del soporte de la transmisión impidió la formación de las condiciones materiales óptimas para trasladar a los usuarios cautivos todos los beneficios resultantes de la competencia en el eslabón inicial de la cadena productiva.

⁷³ Cuando comienza a operar una restricción en la transmisión, entonces, se restringen las exportaciones de los generadores del área oferente neta, provocándose una caída de sus precios que beneficia a los demandantes de esa área y perjudica a los generadores de la misma; por otra parte, en el área importadora sujeta a restricción los demandantes deben pagar mayores precios y los generadores que antes no salían a despacho por ser de alto costo, son llamados a despachar (Landrein, 1998:12).

Diversos estudios (Romero, 1998; Pistonesi, *op.cit.* y 2000; Nicchi, *op.cit.*; Lenguitti y Cebreiro, 2005; FUNDELEC, 2007) concuerdan en señalar que los procedimientos y arreglos institucionales surgidos de la reforma no tuvieron eficacia a la hora de impulsar inversiones requeridas en el área de transporte para un adecuado funcionamiento del sistema eléctrico. El marco regulatorio estipuló que las tarifas cobradas en concepto de transporte se fijan en función de la cobertura de los costos de operación y mantenimiento de las líneas y las estaciones transformadoras, sin incluir en ellas los costos asociados a la ampliación de la red. Las inversiones destinadas a expandir las redes no son responsabilidad de las transportistas, sino que deben ser solicitadas, decididas y financiadas por los agentes del sector interesados en tal o cual obra, estableciéndose una variedad de mecanismos que se distinguen según el monto de la ampliación y la forma en que se toman las decisiones para solventarla: Acuerdo entre Partes, Concurso Público, Ampliación Menor y Convocatoria Abierta.

El mecanismo del Acuerdo entre Partes determina que son precisamente las partes interesadas las que consensúan la ampliación propuesta por alguna de ellas y cargan con el pago de la construcción y que el resto de los usuarios de la red podrá disponer de esas nuevas instalaciones sin incurrir en costo alguno. En el Concurso Público, que ha sido el procedimiento más usado para concretar obras de envergadura, son los agentes que el Ente Nacional Regulador de la Electricidad identifica como beneficiarios los que deben hacerse cargo de la inversión, en cuotas proporcionales al aprovechamiento de la ampliación y con la previa aprobación de al menos el 70% de los beneficiarios (Sitio de Transener). La ampliación menor, por su propio objeto, no tuvo un impacto significativo en la expansión del transporte. Todos los procedimientos contemplan instancias de evaluación técnica y audiencia pública previas a la autorización de realización de la obra. Un punto importante a aclarar es que los agentes del mercado a los cuales compete financiar la expansión califican como beneficiarios eléctricos, es decir que únicamente son beneficiados por el derecho a usar las nuevas obras, pero carecen de derechos de usufructo sobre las mismas.

El hecho de que la regulación haya optado por definir a los inversores a través del uso de las líneas y demás instalaciones y no a través de quienes las explotan y se benefician económicamente es, en opinión de Lenguitti y Cebreiro (2005:12), el problema fundamental de la desinversión en el sistema de transporte. Estos autores critican la falta de racionalidad competitiva del esquema de crecimiento, dado que la legislación ordenó a las empresas transportistas el deber de garantizar el libre acceso a la capacidad remanente en las redes, lo que significa que los usuarios preexistentes cargarán con la financiación de la construcción de unas infraestructuras que podrían favorecer la instalación de potenciales competidores. Luego, concluyen que ningún agente económicamente racional estará dispuesto a invertir en una obra sobre la que no tendrá derechos de propiedad (*ibíd.*).

Las prescripciones del marco regulatorio, incluso, habilitaron un efecto perjudicial sobre la conservación de la capacidad de transporte que fue adjudicada en las respectivas concesiones, al menos en ciertos tramos de las redes. Chisari y Rodríguez Pardina (1998:35) advertían que las empresas transportistas comenzaron a actuar sobre una infraestructura de líneas y equipos preexistente sin una definición explícita de las responsabilidades de tales firmas sobre la reposición o reemplazo de esos activos. De esta forma, se introduce un grado de separación entre la responsabilidad por la operación y el mantenimiento y las decisiones de inversiones en el sistema (p.8). Se edita, aquí, bajo las formas institucionalizadas de la capitalización del sector eléctrico, una disyuntiva clásica entre reposición y reparación del capital fijo.⁷⁴

⁷⁴ Rever Nota al pie 12, sobre distinción entre “reparación” y “reposición”.

En suma, la regulación específica del sistema de transporte contuvo en su estructura interna contradicciones difíciles de concebir en una economía abierta a la ordenación de los mercados competitivos. La complejidad de los procedimientos de ampliación de la red ha sido defendida aduciendo que ésta intentó evitar un sobreequipamiento que luego deberían sufragar los consumidores en su mayor parte (Pistonesi, 2000). Cualquiera sea el caso, los resultados distaron de lo esperado en términos de calidad y confiabilidad del suministro, equidad interregional y uso racional de recursos energéticos potencialmente explotables. El fenómeno de la evolución diferencial entre los subsectores de generación y transporte, que se manifiesta como un desequilibrio en la inmovilización de las distintas especies de capital fijo de gran escala dentro del sistema eléctrico, con su correlativa expresión geográfica en la red desigualmente producida, constituye el gran fracaso del modelo de mercado.

4.2.5. El comportamiento de los precios y las tarifas

En cuanto al valor de la energía en el transcurso del período, la tendencia general fue a la disminución. El precio monómico medio anual baja continuamente de 48,8\$/MWh en 1992 al orden de los 24,4\$/MWh que expresó en 1998, esto es, un descenso a la mitad en comparación con el valor determinado al momento de la entrada en vigencia del modelo (datos de CAMMESA, 2003).⁷⁵ La serie completa (1991-2002) se presenta en el Gráfico Nº 10. Alrededor del eje institucional de la competencia, las determinaciones de la curva de precios son varias. Incluso, se han registrado factores que no obedecen a la competencia. Veamos de forma sucinta los más importantes:

1. En primer lugar, la serie de precios arranca desde un punto de partida relativamente alto, asociado a los bajos aportes hídricos de los embalses y a la alta indisponibilidad del parque térmico. Este punto de partida facilita la reducción de precios a poco de ponerse en marcha el nuevo esquema de funcionamiento.
2. La reducción de la indisponibilidad térmica a medida que los traspasos de las unidades se iban concretando habilita entregas de energía a menores costos.
3. El paulatino ingreso en servicio de turbinas de importantes centrales hidroeléctricas (Yaciretá, Piedra del Águila), con costos de producción inferiores.
4. La innovación en equipos de generación más eficientes, sobre todo, la tecnología de ciclo combinado, que maximiza el rendimiento del capital.
5. La estabilidad del precio del gas natural a lo largo de todo el período.
6. Las ventajas de una localización próxima a los yacimientos de gas, sobre todo, para las empresas privadas que también celebraron contratos en el sector gasífero y dispusieron del recurso a bajo costo, o nulo, como en el caso de quienes aprovecharon el gas de venteo para aprovisionar de combustible a las usinas térmicas.
7. El cambio en el método de determinación del precio mayorista. Se reemplazó el método basado en el costo medio erogable, utilizado en el anterior modelo de gestión estatal, por el método de costo marginal.
8. Mecanismos específicos de competencia del MEM incluidos en el arreglo institucional.

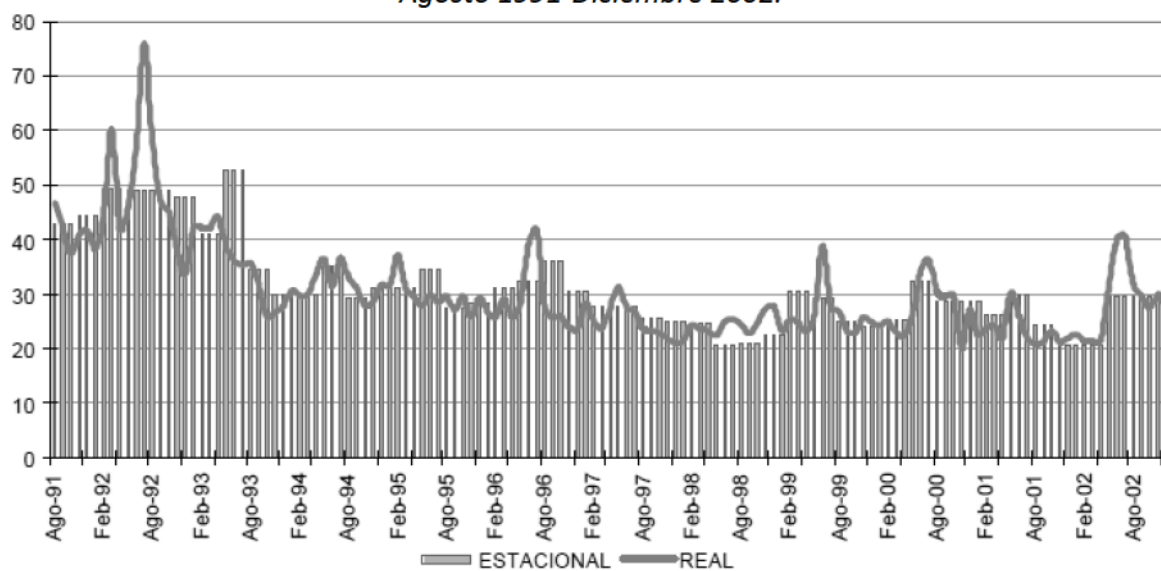
⁷⁵ El Precio Monómico expresa el costo total de producción de la energía.

9. Atributos del modo de desarrollo de la Convertibilidad: estabilidad económico-financiera, paridad cambiaria peso-dólar, libre acceso a insumos importados, relación capital-trabajo, inflación nula o mínima

En el período 1999-2002, los precios de mercado oscilaron alrededor de los últimos valores registrados antes de la recesión con una ligera tendencia al alza (el precio medio en dicho lapso es de 26,5\$/MWh). Esta ligera inversión de la curva revela dos cosas. Por una parte, la estrecha dependencia del modelo de mercado impuesto respecto del régimen de la Convertibilidad. De ahí que la erosión del régimen de acumulación tiene sus efectos directos correlacionados en el precio de mercado de la electricidad. Por el otro, deja al descubierto las propiedades intrínsecas de un esquema liberalizado con una regulación débil, ya que los desequilibrios macroeconómicos trasladan impactos desestabilizadores de modo lineal hacia dentro del mercado, sin demasiado lugar para mecanismos de compensación externos al sistema eléctrico. Más aún cuando una solución de ese estilo implicaría un regreso a formas intervencionistas que el modelo de gestión privada buscó erradicar.

El movimiento del precio estacional -que pagan las distribuidoras- resultó correlativo al del precio monómico (ver Gráfico Nº 11). Es decir que conforme disminuía el costo de producción de la electricidad, las distribuidoras accedían a ella en el mercado mayorista a un precio inferior. Por otra parte, el sistema de precios estacionales, que incluye un mecanismo de compensación y ajuste de un período a otro, elimina la volatilidad de precios típica de otros mercados y trae previsibilidad a la planificación económica. En este sentido, el precio estacional actúa de una forma estabilizadora similar a la que consiguen los contratos a plazo, que fueron crecientemente utilizados en el MEM.

GRÁFICO Nº 11. *Precio real (monómico) y Precio Estacional en el MEM.*
Agosto 1991-Diciembre 2002.



Fuente: CAMMESA (2003).

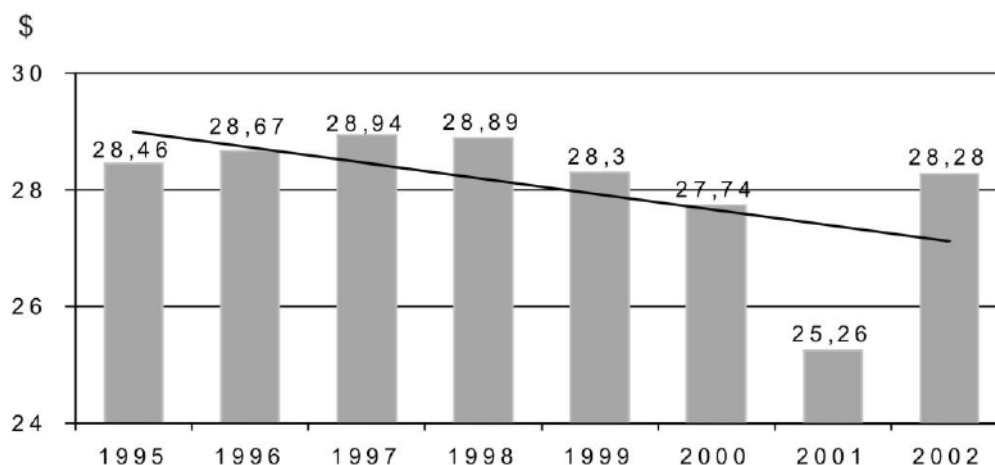
Sin embargo, las mejoras conseguidas en materia de productividad en el ámbito de la generación eléctrica, no fueron trasladadas en una proporción equivalente a las tarifas de los usuarios cautivos (Gerchunoff *et al.*, 2003; Murillo y Finchelstein, 2004). Si tomamos valores tarifarios de Edenor, principal distribuidora del país, como guía para la comparación precios-tarifas, y efectuamos el cálculo de costos tal como muestra el Gráfico Nº 12, podremos

observar que la tendencia general a la baja, estimulada por los incrementos del bienio 1996-1997 (con variaciones interanuales del 0,74% y 0,94% respectivamente) y la caída del año 2001 (variación interanual del -8,9%), resultó bastante moderada y por encima de lo que experimentaron los precios mayoristas: una rebaja del 2,5% del costo de la energía eléctrica a los usuarios residenciales entre 1995 y 2000, contra reducciones de aproximadamente el 25-30% para igual período en los precios del mercado eléctrico.

El motivo que explica este comportamiento ventajoso para las distribuidoras se halla en la dolarización de las tarifas por medio de ajustes periódicos basados en la evolución del índice de precios minoristas de los Estados Unidos (Azpiazu y Schorr, 2003). Recordemos que el sistema de regulación por incentivos se basa en la determinación de la tarifa máxima ajustada por un índice de precios. Sin embargo, el índice estadounidense reflejaba un nivel de inflación que en la década de 1990 fue superior al nivel argentino, de modo que las tarifas adicionaron ilegítimamente un valor inflado. La aplicación de esta modalidad de definición de la *Price Cap* fue autorizada a pesar de la prohibición explícita de la Ley de Convertibilidad de toda cláusula de indexación de precios (Basualdo, *op.cit.*). Este mecanismo rigió hasta el abandono del modo de desarrollo convertible en enero de 2002.

Por lo tanto, el sistema de precios del esquema regulatorio logró cumplir el objetivo de la progresiva disminución de los costos y trasladar los incrementos de productividad a los usuarios vía tarifas. Sin embargo, al sancionarse ajustes tarifarios que no llegaron a reflejar la verdadera medida de la disminución de los precios monómico y estacional, las distribuidoras apropiaron unos beneficios que le correspondían a los consumidores finales.

GRÁFICO Nº 12. Costo de subtotal de energía (STCE) en base a tarifa residencial (T1R1) de Edenor con consumo de 300kwh. Bimestre 6, 1995-2002.



La simulación del STCE se realiza mediante la siguiente fórmula: $STCE = CF + (300 \times CV)$, donde CF: Cargo Fijo (\$/bimestre) y CV: Cargo Variable (\$/kwh). Para una mayor representatividad, se optó por recurrir a una simulación de costos considerando de forma conjunta los cargos fijo y variable, cuyas variaciones individuales de valor no han seguido en el período las mismas tendencias. Se ha descartado el adicional de la carga impositiva, del orden del 28% sobre el STCE.

Fuente: elaboración propia con datos del ENRE.

4.2.6. El servicio de distribución

El segmento de la distribución eléctrica es el más sensible al desempeño del sistema porque allí se concreta la relación de servicio. El modelo de regulación de metas y objetivos introdujo la aplicación de criterios de control de la calidad, tanto en la dimensión técnica

(calidad del servicio técnico y calidad del producto técnico) como en la comercial (calidad del servicio comercial). Las sanciones económicas que recibiría la distribuidora por incumplir los estándares de calidad establecidos en el contrato de concesión, incentivan a mejorar o preservar el normal funcionamiento. La penalización contempla la obligación de bonificar al usuario por la energía no suministrada (cortes del suministro) y resarcirlo ante eventuales mediciones incorrectas y sobrefacturaciones, roturas de artefactos, lesiones a la persona, etc. Los criterios de calidad propuestos no eran en sí mismos originales, pero no habían sido aplicados sistemáticamente en el modelo de gestión estatal, ni se penalizaba a las empresas públicas por la baja calidad del servicio (ENRE, 1997). Las innovaciones en la administración y en la atención al cliente que promueven las empresas privatizadas producen modificaciones positivas en la calidad comercial. La modernización de las pautas de control de la calidad, en este sentido, supuso un apreciable cambio en la relación de servicio y en la percepción de los usuarios.

La implementación del sistema de control de las distribuidoras nacionales se realizó en tres etapas; una etapa preliminar de un año de adaptación sin sanciones a partir de la toma de posesión (01/09/92 a 31/08/93), una primera etapa de tres años de duración con sanciones a los apartamientos de calidad (01/09/93 a 31/08/96) y una segunda etapa en la que los índices de calidad admisible se vuelven más exigentes (01/09/96 en adelante). Los informes elaborados por el organismo de control (ENRE), señalan que en la etapa preliminar y en la primera etapa, los indicadores de calidad técnica y comercial de las tres distribuidoras mostraron rápidas mejoras y las sanciones tendieron a la baja, y en la segunda etapa, por el contrario, la tendencia global del desempeño se invierte y, aunque con irregularidades, las empresas pierden los altos niveles de calidad que habían conseguido (ENRE, 2002).

La evolución de la calidad del servicio y de las penalizaciones recibidas está asociada al comportamiento económico que habilitaron, por un lado, el diseño regulatorio y, por el otro, las prácticas instituidas de transferencia de capital del régimen de acumulación. Vimos en la anterior sección que, por medio de la transgresión de la Ley de la Convertibilidad las distribuidoras apropiaron beneficios que correspondía trasladar a sus clientes. El resultado fue que las distribuidoras nacionales gozaron de tasas de ganancia extraordinarias en torno al valor medio del 5,6% en todo el período, lo que, sin embargo, las ubica en la posición de las menos favorecidas del conjunto total de empresas de servicios privatizadas en Argentina (Basualdo, *op.cit.*). Como la regulación por incentivos eximió a las empresas concesionarias de la distribución de contraer obligaciones de inversión mediante la formulación de planes de obras a la hora de suscribir los contratos, el esquema otorgó un alto margen de libertad para desviar las ganancias hacia otros fines (Azpiazu, Bonofiglio y Nahón, 2008). Además, en el caso de compañías integradas por accionistas extranjeros, la aprobación de la cláusula de libre disponibilidad de utilidades, permitió la transferencia de capitales al exterior (De Dico, 2006).

En febrero de 1999, un corte de suministro en el área de concesión de Edesur que dejó sin servicio a más de 200.000 usuarios por once días, encendió el debate acerca de los servicios públicos privatizados y puso en entredicho como no había sucedido hasta entonces la eficacia del modelo de gestión privada. Al punto de que se llegara a plantear la rescisión del contrato a la distribuidora, aunque la difusión de tal probabilidad también fuera una sobreactuación de las autoridades para eludir el hecho de no haber asumido plenamente las responsabilidades de control antes de que sucediera el conflictivo (Pérez y Gitelman, 2001). El apagón de Edesur marcó un punto de inflexión para la sociedad argentina en la valoración del proceso de privatizaciones, del modelo de gestión implementado y de las instituciones

públicas creadas al efecto de ejercer las funciones de regulación y control y hacer cumplir los términos contractuales.

Para las concesionarias de la distribución, el modelo de gestión privada convalidó un escenario de regulación débil y control permisivo en cuanto al desempeño a mediano y largo plazo, con el alto riesgo que implicó para cumplir con los términos contractuales del servicio, de nulo riesgo empresario y con tasas de ganancia extraordinarias, sustentadas en la falta de transparencia y en la ilegalidad de las disposiciones que viabilizaron tales privilegios (Azpiazu y Schorr, *op.cit.*).

4.2.7. Patrones de desarrollo geográfico de la red eléctrica

Una de las hipótesis defendidas en esta investigación reza que el modelo de gestión privada profundizó el desarrollo geográfico desigual de la red eléctrica, una razón estructural que afecta, entre otros territorios locales, a la costa atlántica bonaerense. Este proceso tiene una lógica simple: fomenta la concentración de objetos y acciones ligados al despliegue del capital privado en ciertos espacios estratégicos ocupados por la reticulación preexistente y conserva un déficit de infraestructuras y/o la desvalorización del capital público en espacios del territorio nacional que son considerados marginales o menos atractivos en la perspectiva de las oportunidades de negocio que crea el mercado eléctrico. No obstante, en varias zonas del país donde el proceso de desarrollo regional evidencia un significativo atraso histórico-estructural (Noroeste, Noreste, Patagonia), también se realizaron importantes transferencias de activos provinciales que; dadas las cualidades funcionales del abastecimiento eléctrico, y articuladas coherentemente con el entorno de la Convertibilidad; ofrecieron garantías de rentabilidad y rápidos retornos a la inversión.⁷⁶

Durante la plena vigencia del modelo de gestión estatal, los objetivos de crecimiento y promoción sectorial, sobre todo en las décadas de 1960 y 1970, se tradujeron en intentos de desarrollo territorial equitativo de la infraestructura eléctrica básica, con el propósito de acortar la brecha de las profundas asimetrías inter e intrarregionales y hacer un uso efectivo de los recursos energéticos del país (MinPlan, 2008). La fragmentación de empresas públicas y la segmentación de las actividades productivas impulsadas por la reforma del sector, sin embargo, dio paso a una operatoria de partición de las redes eléctricas en distintas *unidades territoriales*⁷⁷ que hizo posible discriminar unidades de negocio lucrativas y unidades y áreas económicamente marginales, que no captaron la atención de los grandes inversores. A este proceso de selectividad territorial se sumó la creación de las nuevas unidades productivas (generadores, transportistas) que fueron implantándose en secciones de la red donde las

⁷⁶ Entre estas últimas, nos referimos, especialmente, a las empresas distribuidoras provinciales en las que se concretaron los procesos de privatización. Y entre las condiciones que estimularon las adquisiciones pueden recordarse: mercados de usuarios cautivos, altas densidades de usuarios por unidad de superficie, demanda constante y previsible, altas tasas de cobertura del servicio (lo que elimina la preocupación por expandir las redes de media y de baja tensión), etc.

⁷⁷ Utilizamos la expresión “unidad territorial” asociándola al sentido de ‘lo territorial’ que fue expuesto en el Capítulo III. Esto significa que no se debe confundir la unidad territorial con un “área” o una “superficie”, sino que debe ser interpretada como el espacio apropiado por un actor, más allá de la geometría de la apropiación. Así, las partes de las redes eléctricas (nodos, líneas, conjuntos de nodos, conjuntos de nodos y líneas, entre otras combinaciones) que emergieron de la fragmentación, constituyen nuevos *territorios*, correspondientes a los nuevos agentes participantes y con expresiones formales diferenciadas, dentro del macrosistema eléctrico.

oportunidades económicas resultaron más propicias al rédito. En este escenario conviven los fenómenos de la aglomeración y la dispersión espacial de las instalaciones.

Así, sobre la base de la producción social de un espacio absoluto que alcanza a cubrir la casi totalidad del territorio argentino a finales del siglo XX⁷⁸, la configuración geográfica de la red eléctrica se transforma en un complejo sistema de espacios relativos y relacionales en el que una determinada agrupación de nodos y líneas materializan los más intensos enlaces de cooperación y competencia de los capitales moleculares del sector. Estos ejes de la trama constituyen la corriente dominante de fijación espacial del capital productivo sectorial y la más densa circulación de la energía eléctrica. Otros componentes de menor eficacia técnica y menor eficiencia económica, al margen de su localización absoluta en la red, se mantienen relativamente distantes de ese cúmulo de objetos, actores y flujos que lidera la construcción de la realidad física y social del mercado eléctrico.

En el reverso geográfico de esas concentraciones protagonistas del mayor dinamismo económico sectorial, hay un vasto grupo de actores y producciones materiales y simbólicas que expresan lo que podría denominarse, en la terminología acuñada por Ed Soja (2008), un “tercer espacio eléctrico”: espacios de la resistencia contra la reestructuración⁷⁹, sistemas eléctricos locales gestionados por una real lógica cooperativista como modo de regulación de las relaciones sociales, sistemas eléctricos aislados para abastecer pequeñas poblaciones rurales dispersas, regiones y zonas sin cobertura del servicio eléctrico, etc.

¿Cuáles son esos espacios geográficos que escenifican la estructuración del modelo de mercado y gestión privada? Para el ámbito de la generación eléctrica, son las regiones del Comahue, Noroeste, Buenos Aires y Litoral las que concentran tanto la adquisición de las unidades más competitivas que pertenecían a las ex empresas públicas como la radicación de las nuevas. Por lo general, las decisiones en materia de inversión se vieron ligadas a la integración con las industrias del petróleo y del gas y a las estructuras del área de transporte eléctrico. En el caso de las dos primeras regiones, los factores que propiciaron la localización fueron la explotación en origen de los recursos energéticos y el aprovechamiento de la capacidad disponible de transmisión en alta tensión hacia el centro de carga del sistema. En el caso de las dos segundas, las razones se hallaron en la existencia de contratos de compra del gas a bajo precio como resultado de la subutilización de los gasoductos en determinadas épocas del año y en las restricciones del transporte provocadas por la sobreinversión en las regiones del Comahue y del Noroeste (Romero, *op.cit.*).⁸⁰

En relación con la red de transporte de alta tensión, existió en su desarrollo espacial una fuerte asociatividad con el desarrollo espacial habido en el área de la generación. Los espacios que concentraron el aumento de la oferta eléctrica son los que impulsaron el montaje de nuevas líneas para aumentar la capacidad de evacuación de la energía desde las zonas productoras netas y hacerla llegar hasta el centro de cargas; esto se corroboró, principalmente, como ya hemos comentado, en las regiones del Comahue y el Litoral. De este modo, la red de transmisión siguió exhibiendo una forma radial con su nodo central en

⁷⁸ Según datos del Censo 1991, la cobertura del servicio de energía eléctrica llegaba al 93,5% de las viviendas (en Bonfiglio y Nahón, 2007).

⁷⁹ Es el ejemplo de la empresa provincial de energía eléctrica de Córdoba, EPEC, defendida por la organización de los propios trabajadores contra los repetidos intentos de reforma sectorial y privatización de los gobiernos de Eduardo Angeloz, Ramón Mestre y José Manuel de la Sota.

⁸⁰ Una nota de 2003 publicada en el Diario Clarín indicaba que: “Pese a que tiene una potencia de generación de 5.327 MW, la capacidad de transporte en el Comahue es de solo 4.600 MW. Lo mismo se da en el NOA: frente a una capacidad instalada de 1.713 MW, la red de transporte sólo permite movilizar 600 MW” (Clarín, 21/10/03).

la Región Metropolitana de Buenos Aires, un diseño que daba respuesta sólo a las grandes necesidades de energía, en perjuicio de las zonas eléctricas de menor consumo, e ignoraba el objetivo de integración energética del país (Devoto, *op.cit.*, De Dicco, 2011; FUNDELEC, 2012). Esta acotación de caminos a la circulación de la energía, junto con la alta concurrencia de centrales en las cercanías de los puntos de conexión, tuvo consecuencias en términos de uso racional de la energía. Por un lado, promovió la subutilización de máquinas generadoras que pasaron a reserva, aún cuando resultaran más competitivas que otras menos eficientes pero conectadas a sistemas con capacidad excedente de transmisión. Por el otro, también alentó la explotación de recursos no renovables en contra del uso de fuentes renovables, tal como ocurrió con las usinas de centrales hidroeléctricas patagónicas que fueron sustituidas en el despacho por centrales termoeléctricas competitivas. A la vez, se verificaron demandas insatisfechas y fallas de funcionamiento en lugares con déficit de infraestructura básica.

4.2.8. Balance del modelo de gestión privada

En un balance parcial de los resultados, podemos concluir que el modelo de gestión privada y mercado competitivo que se institucionaliza en el sector de la energía eléctrica a partir de la reforma de 1992, logra cumplir con los siguientes propósitos:

1. Supera la crisis de escasez de energía de finales de los ochentas reduciendo rápidamente los niveles de indisponibilidad térmica y retomando el crecimiento de la potencia instalada de generación durante un ciclo de mediano plazo.
2. El esquema de desarrollo mostró eficacia en la reducción de los precios de mercado y fue capaz de trasladar efectos de la competencia a las tarifas abonadas por los usuarios.
3. Mejora apreciablemente la calidad técnica y comercial del servicio.
4. Las inversiones en nueva generación térmica, basada en la tecnología de ciclo combinado, ganan niveles de eficiencia energética.

Y entre las principales deficiencias del modelo se observa que:

5. No transfiere la totalidad de beneficios económicos del incremento de la productividad a los usuarios.
6. No logra estimular las inversiones necesarias para ampliar el segmento de transporte en la forma adecuada para un desarrollo equilibrado del sistema eléctrico en su conjunto, lo que lleva a profundizar el desarrollo desigual de la red y compromete su normal funcionamiento a futuro.
7. El control de las empresas concesionarias por parte de las instituciones públicas es débil y permisivo y hay una incorrecta retirada del estado en el área de planificación energética.
8. La liberalización del mercado de generación conlleva un aumento de la dependencia hacia los combustibles fósiles.

4.3. El sistema eléctrico argentino en crisis

Como los cambios que se impulsaron en el sector eléctrico comulgaban con cambios profundos en toda la estructura económica, la reproducción de las relaciones sectoriales que implantó el modelo de gestión privada -entendidas éstas como cristalizaciones particulares de las formas institucionales- quedaban atadas a la vigencia del entramado de regulaciones del modo de desarrollo de la Convertibilidad. Resultaba previsible que el desmontaje de las regulaciones básicas del régimen de acumulación, pudiera afectar al sector eléctrico hasta el punto de arrastrarlo a una crisis que agudizaría contradicciones estructurales del desarrollo energético argentino y que, en función de las decisiones de gestión para encauzar el rumbo del sistema, redundaría en un brote de conflictividad entre los distintos actores (empresas, estado y usuarios). Un escenario de tales características se perfila, en efecto, tras el colapso económico de 2001-2002, cuya salida consistiría en la sucesión del modo de desarrollo y en la reformulación del modelo de organización y gestión del sistema energético.

La situación de emergencia del sistema eléctrico se complejiza enormemente con el constante aumento de la demanda de la energía, derivada de la reactivación económica, y la profundización de la tendencia interna hacia la escasez objetiva de los hidrocarburos, de los cuales la matriz eléctrica argentina es altamente dependiente. Ambos fenómenos -alto nivel de consumo y escasez objetiva- están fuertemente condicionados por el uso irracional de la energía (derroche e ineficiencia) que caracteriza al sistema eléctrico argentino. El proceso de crisis eléctrica, de este modo, está signado por la insostenibilidad.

4.3.1. El modo de desarrollo de la Posconvertibilidad (2002- ...)

El régimen convertible actuó como una verdadera trampa, de la cual salir se volvía cada vez más costoso socialmente a medida que el tiempo pasaba (Salama, *op.cit.*). En 1998, entró en una fase recesiva y, tras cuatro años de un violento deterioro y de una convulsión político-institucional que arrastró a distintos sectores de la clase dirigente hacia el completo descrédito y a la pérdida de legitimidad, finalmente colapsó en diciembre de 2001, forzando la dimisión del gobierno nacional de la Alianza y dejando una desastrosa huella en la historia económica argentina: endeudamiento externo exorbitante; caída estrepitosa del PBI y del salario real; altas tasas de desempleo, precarización laboral e informalidad; empeoramiento de las desigualdades interregionales y aumentos inéditos de la pobreza y de la polarización social.

La búsqueda y la construcción de una salida a la recesión económica de 1998-2002, fracturaron el pacto sociopolítico configurador de la Convertibilidad que circunstancialmente había hecho converger intereses de fracciones de la clase dominante en un mismo bloque, incluida en él la alianza con actores de las clases subalternas. De esa división surgieron dos sectores antagónicos en cuanto al programa de política económica que (reclamaban) el país debía implementar para superar la traumática situación; de un lado, el núcleo de los que apostaban a la dolarización, del otro, quienes reclamaban una devaluación monetaria. Cada postura reflejaba las aspiraciones de sendos grupos de fracciones de clase por adaptar el montaje institucional a la exigencia de las respectivas condiciones necesarias para regenerar el proceso de acumulación.

Entre los promotores de la dolarización se encontraban el sector financiero y las empresas privatizadas, ya que en caso de concretarse podrían preservar o potenciar el valor

en “moneda dura” de sus activos, sus ingresos y sus rentabilidades futuras, tal como había acontecido bajo la Convertibilidad (Azpiazu y Schorr, 2010). La dolarización de la economía significaba continuar en el mismo rumbo bajo el cual se construyó y autodestruyó el modo de desarrollo convertible, una repurificación de las políticas neoliberales, sólo que esta vez habrían de corregirse los “desajustes técnicos” que los celadores de la ortodoxia acusaban como justificación de la pretérita debacle.

La estrategia devaluacionista, en cambio, fue impulsada por un grupo heterogéneo de actores que incluía a sectores productivos tradicionales interesados en la implementación de un tipo de cambio que les permitiera recuperar la competitividad en el mercado externo (agro) e interno (industriales) (Castellani y Szkolnik, 2011). Esta propuesta contaba con el apoyo del movimiento sindical, que consideraba que el desplazamiento hacia un perfil productivo, basado en los circuitos de la economía real, era una misión impostergable para recrear las fuentes de trabajo que habían sido arrasadas por la Convertibilidad. Al final, la alternativa de la devaluación se quedaría con el triunfo de la contienda.

El nacimiento institucional del nuevo modo de desarrollo queda consumado en enero de 2002 mediante la Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario, Ley Nº 25.561, sancionada durante el gobierno provisional del Dr. Duhalde. De las disposiciones contenidas inicialmente en la ley y de ciertas modificaciones posteriores que encarnan la resolución de presiones de los distintos sectores, destacan tres factores. Primero, la firma de la suspensión del régimen convertible, que sustituye la política de paridad peso-dólar por un tipo de cambio real competitivo que en los primeros años de vida del modelo se estabilizaría en torno a una relación de 3 pesos igual a 1 dólar. Segundo, el reordenamiento financiero, que estipuló la “pesificación asimétrica” de las deudas contraídas previamente en dólares y la compensación de pérdidas del capital financiero a través de la emisión de títulos públicos y otros mecanismos (Varesi, 2012). Y tercero, la “desdolarización” de las tarifas de servicios públicos privatizados, reafirmando la prohibición de indexación, y la renegociación de todos los contratos firmados con las empresas prestadoras de tales servicios (Azpiazu y Schorr, 2003). Los ajustes estacionales de precios y las revisiones tarifarias quinquenales previstas en los contratos de concesión también quedaban temporalmente suspendidos (Alasino, 2011). Con las últimas medidas se intentaba proteger el poder adquisitivo -principalmente, el de las clases populares- del impacto que ocasionaría la pesificación asimétrica, a la vez que morigerar los rebotes de la protesta social.⁸¹

Los impactos diferenciales de las medidas denotan la complejidad del escenario de readecuación de las formas institucionales de la regulación. En relación a las fracciones del capital participantes en la producción de servicios públicos privatizados, entre las que se incluyen las del sector eléctrico, el desmantelamiento del esquema de la Convertibilidad eliminó el contexto de privilegio del que habían gozado en la anterior década, aunque las tensiones y los conflictos propios del proceso de transición dieron lugar a múltiples prácticas y mecanismos de descompresión destinados a hacer viable el delicado nuevo equilibrio. Como durante la Convertibilidad las empresas de servicios públicos privatizados recurrieron ampliamente al endeudamiento externo, la devaluación hizo que quedaran ubicadas en una situación crítica, presentando pérdidas de aproximadamente el 68% de su facturación total

⁸¹ En octubre de 2002, la población urbana argentina bajo la línea de pobreza había alcanzado el pico de 57,5%, mientras que un 27,5% se encontraba debajo de la línea de indigencia (sitio del INDEC). Trasladar los costos de la devaluación las tarifas de los servicios públicos hubiera complicado aún más la pauperización del salario real. Se debe considerar el impacto directo, ocasionado por el aumento de los propios servicios, y el indirecto, a través de los bienes básicos que introducen en su costo de producción el precio incrementado de los servicios.

(Arceo *et al.*, 2010), a lo que se sumó la falta de acceso al crédito. La asimetría desmesurada a favor de las privatizadas había sido depuesta y, en medio de las controversias suscitadas y las presiones ejercidas por los consorcios afectados, comenzó a formularse un esquema económico en el que las empresas de los sectores afectados tendieran a percibir sus ingresos con una sincerada tasa de ganancia justa y razonable.

Las compensaciones instrumentadas para amortiguar las dificultades de afrontar un endeudamiento en dólares no impidieron, sin embargo, que numerosos grupos económicos nacionales y extranjeros recurrieran al arbitraje de tribunales internacionales, como el CIADI o la UNCITRAL⁸², para denunciar el perjuicio que la modificación de las reglas ocasionó sobre sus inversiones en el país y en el estado de sus finanzas (Thwaites Rey, 2003; Azpiazu y Bonofiglio, 2006). Del lado argentino, la estrategia de defensa consistió en no reconocer la jurisdicción ni la competencia de tales tribunales, suspendiendo los procesos iniciados por grupos demandantes (Rozas Balbotín, 2009). En paralelo, el estado, a través de la UNIREN⁸³, creada en 2003, abrió las rondas de renegociación de los contratos de concesión con las tres distribuidoras nacionales, las siete transportistas (Transener + seis distribuidoras troncales) y la Empresa Provincial de Energía de Neuquén, tal como disponía la ley de emergencia.

El modo de desarrollo posconvertible termina de definir sus aspectos fundamentales luego de la asunción presidencial de Néstor Kirchner en mayo de 2003 y se caracterizaría por la activación de un doble juego de repliegues y mutaciones respecto de las formas que cobró el proyecto neoliberal en la anterior década. En opinión de Neffa y Panigo (*op.cit.*), el modo de desarrollo de la Posconvertibilidad es la combinación de un régimen de acumulación de tipo extensivo, de crecimiento hacia adentro, y un modo de regulación de tipo monopólico o administrado.

Entre las principales medidas estructurales en materia de política económica, se identifican las siguientes: sostenimiento de una tasa de cambio real alto, control a la entrada y salida de capitales, prudencia fiscal con mayor gasto público social, renegociación de la deuda externa y desendeudamiento del sector público, búsqueda de una mayor equidad y eficiencia tributarias, estímulo al desarrollo de la negociación colectiva del salario, virtual congelamiento de las tarifas de servicios públicos y regulación de sectores clave, retenciones a la comercialización de *commodities*, subsidios, acuerdos de precios y renacionalización de algunas empresas privatizadas (Neffa, 2010). Medidas tales como el congelamiento tarifario y la implementación de los subsidios tuvieron una importancia capital en el proyecto político de promoción del mercado interno. En cuanto a la evolución del producto bruto interno, se reconoce una primera etapa de pronta recuperación y crecimiento acelerado entre 2002 y 2008 y una etapa subsiguiente de variaciones rítmicas que se extiende hasta la actualidad.⁸⁴

Entre los sectores que han liderado la expansión económica se incluyen el sector agropecuario, la industria liviana y la construcción. Los efectos combinados de un tipo de cambio competitivo; el repunte de los precios internacionales de ciertos productos agrarios con perspectivas sostenidas en el tiempo, fruto del crecimiento de la demanda internacional

⁸² El CIADI (Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones) es un tribunal perteneciente al Banco Mundial, con sede en Washington. La UNCITRAL (Comisión de las Naciones Unidas sobre el Derecho Mercantil Internacional. Los tratados bilaterales respecto a inversiones, suscritos y ratificados por Argentina en los noventa, reconocen a tales tribunales como instancia arbitral. Bajo el amparo de dicho marco se realizaron las presentaciones de las partes damnificadas.

⁸³ Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos.

⁸⁴ Según datos de la CEPAL, la tasa de crecimiento en el período 2002-2008 fue del 8,5%, en 2009 cae de modo abrupto a 0,9%, se reestablece en las anteriores cifras en el bienio 2010-2011 y sufre una recaída en 2012, proyectada en un valor del 2,2% (sitio de la CEPAL).

liderado por China; la caída de los costos de producción y el cambio tecnológico que venía recorriendo desde la década de los noventas, explican el rol protagónico que ha tenido el agro en la reactivación del país (Anlló *et al.*, 2007). La conjunción del tipo de cambio, que mejoró la competitividad de los productos nacionales frente a los importados; la capacidad productiva ociosa; el mantenimiento de costos de las empresas (salarios, tarifas de servicios públicos, alquileres, etc.) en niveles prácticamente constantes; el aumento de la demanda interna y los aumentos en el precio de los bienes transables son los factores que explican el reencendido de una nueva fase de sustitución de importaciones basada en la manufactura de bienes de consumo e intermedios (Schorr, *op.cit.*; Neffa y Panigo, *op.cit.*; Anlló *et al.*, *ibíd.*). En tanto que el repunte del sector de la construcción ha sido el corolario típico de una fase de reactivación de la economía, a la que se anexa la decisión de asegurar la reinversión del capital. Otras medidas en materia de política económica, tales como la renegociación de la deuda, la fuerte recaudación de impuestos y la nacionalización del sistema previsional, permitieron asignar recursos presupuestarios en distintas áreas del gasto público (planes sociales, infraestructura, etc.) que ayudaron a reinyectar dinero en circulación y a sostener la demanda agregada. Para el análisis de nuestro problema, la crisis eléctrica, bastará, por el momento, la caracterización de esta primera etapa de crecimiento sostenido (2002-2008).

4.3.2. Panorama general del sistema eléctrico en los comienzos del siglo XXI

Escasez subjetiva y objetiva de oferta constituyen las dos dimensiones centrales de la crisis y el estado de emergencia que padece el sistema eléctrico argentino en los comienzos del siglo XXI. El cambio de orientación económica tuvo su réplica en el modelo de gestión de la energía, alterando el peso relativo de los ejes rectores instaurados con la reforma.

4.3.2.1. Antagonismos fundamentales en la relación oferta-demanda de electricidad

La implantación del modo de desarrollo de la Posconvertibilidad supuso, entre otras cuestiones, la erradicación de condiciones y mecanismos institucionales que habían alentado inversiones seguras y rentables en el sector eléctrico. Dolarización de las tarifas eléctricas, aumentos tarifarios aplicados con anterioridad al traspaso de las empresas públicas a manos privadas, indexación flexible, estabilidad monetaria, seguridad jurídica, debilidad de control del desempeño empresarial, libre disponibilidad de utilidades, sumados a otros mecanismos que hemos descrito, representan los rasgos principales que durante los noventas ayudaron a configurar el contexto favorable a las compañías eléctricas privatizadas y que fue jaqueado con la implosión de la Convertibilidad.

A esta prefiguración del entorno económico-financiero, la reestructuración del modo de desarrollo de la Posconvertibilidad, a partir de la coyuntura transicional de 2002-2003, le agrega al ejercicio de las empresas del sector eléctrico la presión de factores tales como: las pérdidas económicas por la caída de las ventas en la fase recesiva previa al *crack* de 2001; el impacto de la devaluación, el afrontamiento de deudas contraídas en dólares con una nueva estructura pesificada, el congelamiento tarifario, el encarecimiento de insumos insustituibles de origen externo, el arranque del creciente proceso inflacionario, el incremento del costo de la fuerza de trabajo, la escalada de los precios internacionales de los hidrocarburos, las trabas en el acceso al crédito, la inseguridad sobre decisiones de gobierno sobre la política anticíclica de subsidios destinada a preservar los márgenes operativos de las empresas -ya

que los ingresos vía tarifa se ubicarán por debajo de los costos de producción- y el extendido clima de incertidumbre y tensión dentro del sector.

La abrupta caída -e inversión- de la tasa de la ganancia que sufrieron las empresas del sector eléctrico forzó una automática interrupción o una desaceleración de la circulación del capital y una reducción de determinadas operaciones productivas. En pos de contrarrestar la sangría y la desvalorización de sus inversiones, las empresas del sector energético exigieron revisar determinadas decisiones de gestión (dolarización de la tarifas, estatización de deudas contraídas en el exterior, entre otras) para lograr reestablecer -en alguna medida- lo que a sus ojos era considerado una ruptura del equilibrio irracional e injusta. En este contexto, las compañías eléctricas asumieron una conducta especulativa en relación a los requerimientos orgánicos de reinversión del capital y ejecutaron acciones que enrarecieron la relación de servicio con los usuarios y consumidores.

El hecho de que el marco regulatorio no estableciera obligaciones de ampliación de las capacidades de generación, transporte y -en gran parte- distribución para las respectivas empresas, originó, como principal consecuencia negativa de la crisis en el funcionamiento integral del sistema eléctrico, la parálisis del proceso de desarrollo de las infraestructuras, lo que comprende (i) la interrupción de la expansión en la dotación de capital fijo inmovilizado de las distintas subespecies y (ii) la sobreexplotación del equipamiento, al punto tal que muchos artefactos y secciones de las redes fueron llevados a operar en los límites de su capacidad y a superar involuntaria y riesgosamente su normal factor de utilización, forzando el desgaste físico y la rotura de las piezas de la maquinaria y achicando el factor de reserva.

De este modo, el sector eléctrico y las esferas de consumo por éste servidas, de una forma preocupante, comienzan a “proporcionarse”. El inicio de la crisis, que insistimos en ubicar en 2002, expresa el estado latente de emergencia energética. A medida que el tiempo pasa y las trabas al desarrollo perseveran, el riesgo de desabastecimiento y el desequilibrio entre oferta y demanda eléctricas se vuelven reales. El 2007 llegó con escasez manifiesta de generación y sobrevinieron los racionamientos del suministro en industrias y en otros usos. A partir de entonces, aumenta también la frecuencia de interrupciones del servicio en áreas urbanas densamente pobladas, como la Región Metropolitana de Buenos Aires, a causa de la desinversión en el segmento de distribución eléctrica. Especialmente crítica fue la seguidilla de eventos de corte de diciembre de 2013 y enero de 2014, cuando numerosos barrios de la Ciudad de Buenos Aires y del conurbano llegaron a sufrir la interrupción del servicio durante más de veinte días. No nos extenderemos en este capítulo al respecto de la evolución de la calidad del servicio, pero sí en el siguiente, sobre el caso de la costa atlántica bonaerense.

Del lado de la demanda eléctrica, la fase de sostenida reactivación que emprendió la economía argentina en su conjunto, dispara un igualmente creciente consumo de la energía. Dos subprocesos conjugados deben hacerse notar a este respecto. En primer lugar, el punto de partida de la nueva fase de acumulación es sumamente penosa (desocupación alta, bajo nivel de actividad, etc.), de manera que cualquier intento de recomposición de las relaciones productivas sólo sería posible de llevar a cabo implicando una elevada y continua demanda de servicios básicos, entre ellos, el eléctrico. La apuesta por el mercado interno actúa en este sentido. En segundo término, la estructura económica del país (producción+consumo) posee bajos niveles de eficiencia energética, que se reflejan -entre otros indicadores- en el cociente significativo de consumo de energía por unidad de PBI (alta intensidad energética). Por esta razón, la reactivación económica está asociada a una demanda eléctrica proporcionalmente más elevada que lo que cabe observar en otras circunstancias de altas tasas de crecimiento

económico.⁸⁵ Opinamos que las limitaciones estructurales del subdesarrollo argentino, que han llevado a priorizar una expansión de los servicios energéticos de baja productividad por encima de la búsqueda de eficiencia para hacer frente a las exigencias del desarrollo, juegan un importante rol en la determinación del perfil del consumo energético.

La última cuestión decisiva en el desenvolvimiento de la crisis eléctrica se vincula con los problemas de la escasez objetiva de los hidrocarburos del suelo argentino. Hemos visto que el modelo de gestión privada aumentó la dependencia de los combustibles fósiles en la matriz eléctrica, principalmente, del gas natural, que participa en más del 50% del total de la generación eléctrica y en un 90% del total de la generación térmica. Como se verá, la gestión de la crisis, limitada por los tiempos de reacción, luego y a raíz de una etapa de paralización, va a continuar profundizando la dependencia hacia dichos insumos.

Ahora bien, a finales de la década de 1990, el petróleo y el gas argentinos inauguran su fase de agotamiento, es decir que tocan sus respectivos picos de producción, al menos en lo que respecta a los recursos convencionales. Otros indicadores básicos (reservas, promedio de extracción por pozo, etc.) avalan empíricamente la tendencia. Pero, además, el homólogo modelo de gestión privada que fuera implementado en las industrias gasífera y petrolera con las reformas estructurales potencia el proceso de agotamiento. Como consecuencia de ello, Argentina pierde el autoabastecimiento y debe importar combustibles fósiles de alto valor en el mercado externo para satisfacer la demanda interna, en la que naturalmente se incluye el consumo de las centrales térmicas. Por lo tanto, la búsqueda de una solución inmediata al estrangulamiento de la oferta de la energía eléctrica, colabora con la inversión del signo del comercio exterior de los hidrocarburos, que convierte a la Argentina en un importador neto, e intensifica el grave desequilibrio de las cuentas públicas (Guadagni, 2012).

4.3.2.2. Redefinición del modelo de gestión: intervencionismo y planificación

En el modo de desarrollo de la Posconvertibilidad, se aplican políticas sectoriales que reordenan las transferencias de valor dentro de la cadena productiva, que intentan mitigar impactos adversos de la crisis eléctrica sobre el suministro y revertir el crecimiento trunco de las infraestructuras. El comando del sector, que hasta entonces, y desde una década atrás, lo venían ejerciendo exclusivamente las reglas del mercado competitivo y el modelo de gestión privada, va a ser irrumpido por la intervención del poder estatal. A través de un conjunto de medidas que modificaron aspectos regulatorios de los precios y las tarifas y regeneraron las pautas del desarrollo eléctrico, la política sectorial sincronizaba con el paquete de estímulos al mercado interno.

Es importante señalar que la redefinición del modelo de gestión no implica revocar ni reformar el marco regulatorio, sino que éste mantiene su plena vigencia. Desde el momento en que la crisis se hace presente, la Secretaría de Energía, instruida por el gobierno nacional, toma la conducción del renovado esquema de funcionamiento y sanciona las disposiciones y normas que de forma permanente permiten ir concretando la voluntad del proyecto político en curso. Se ha alegado que la constante elaboración de normas *ad hoc* dificulta tanto a las empresas en su operación como a las instituciones de regulación y control.

El cambio de reglas del juego que impulsa el Estado, en tanto regulador primario de las relaciones sociales, no solamente constituye una inyección adicional de capital en áreas rezagadas o una instrumentación de paliativos, sino que también se percibe un intento de

⁸⁵ Rever punto 2.5.

readaptación de las posiciones relativas de los distintos actores del sistema eléctrico a una nueva lógica estructural del desarrollo, tal como ocurre al conjugar el sentido de las medidas de gestión tomadas durante la conflictiva fase de transición 2002-2003, que oficializan una política de universalización en el acceso al servicio.

En virtud de la reestructuración del régimen de acumulación, el gobierno nacional se vio en el desafío de asegurar condiciones de operatividad a las empresas, reordenando las ecuaciones económico-financieras del sector, a la vez que la imposición de tales decisiones de gestión, en reglas generales, minimizaba el nivel de autonomía del que habían gozado los grandes agentes del mercado eléctrico. De ahí que las garantías de operatividad empresarial hayan sido juzgadas como insuficientes según los intereses y las expectativas de los agentes privados regulados que pretendían recomponer los precedentes niveles de rentabilidad por medio de tarifas que reconocieran la real estructura de los costos de producción.

Las tensiones entre el estado y las empresas del sector, sin embargo, no perpetúan un “desequilibrio estático”. Por el contrario, el mismo despliegue del conflicto y la evolución de la crisis eléctrica van atravesando etapas que describen modificaciones en la orientación de las acciones, volcando el peso de la crisis hacia diferentes polos de la relación de servicio por medio del congelamiento o el ajuste tarifario, manteniendo abiertos los largos procesos de renegociación contractual con las concesionarias alrededor de ciertos tópicos esenciales (tasa de la ganancia, endeudamiento, compensaciones, etc).

Otro giro en la gestión del sector viene dado por la elaboración y ejecución del Plan Energético Nacional (PEN) de 2004-2008⁸⁶, una herramienta con la cual el estado recupera un rol estratégico y fundamental en materia de planificación del desarrollo energético y en el financiamiento de las inversiones de gran escala. En este marco organizacional, en diciembre de 2004 se crea ENARSA (Energía Argentina S.A.), una sociedad mixta bajo control del estado nacional dedicada a realizar tareas de prospección, gestión y comercialización en todas las ramas del negocio de la energía.

De acuerdo con el plazo de las distintas acciones y medidas contenidas en el diseño del PEN que conciernen al sector de la energía eléctrica, todas ellas pueden clasificarse en dos orientaciones:⁸⁷

- a. *Soluciones de fondo*: obras de infraestructura de mediano y largo plazo para propender al crecimiento sostenido y equilibrado del sistema eléctrico: finalización, construcción y repotenciación de centrales eléctricas, ampliaciones de la red de transmisión en alta y extra alta tensión, programas de fomento a las energías renovables no convencionales, etc.
- b. *Soluciones de emergencia*: medidas y programas que pretenden atender y controlar las necesidades inmediatas de la creciente demanda de energía. Se distinguen dos líneas de ejecución: (i) acciones destinadas a aumentar la oferta de generación y (ii) acciones destinadas a reducir la demanda eléctrica. El primer caso comprende la instalación de

⁸⁶ En la versión original del PEN se anunció la evaluación, proyección y realización de obras para el período 2004-2008. A medida que el tiempo pasó, el PEN se convirtió en un eje rector sobre el cual se reformularon objetivos, proyecciones y obras para el sector, descartando unas e incorporando otras, y se modificaron los horizontes temporales sucesivamente.

⁸⁷ El Secretario de Energía Daniel Cameron exponía en 2003 que el Plan Energético Nacional (2004-2008) “se basa principalmente en la creación de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), en el aumento a las retenciones petroleras, en una política de ahorro energético y en diversas obras de infraestructura y de generación eléctrica” (en Boletín Energético Nº12, 2003, Año 6).

equipos de generación distribuida en puntos críticos del abastecimiento o la compra de combustibles fósiles en el mercado externo (GNL, diesel). El segundo eje está definido por la aplicación de programas y medidas de ahorro de la energía (cambio horario, PUREE, etc.).

A continuación, ahondaremos en el análisis de diferentes variables y dimensiones del vínculo oferta-demanda de energía eléctrica, señalando los inconvenientes manifiestos de la crisis en que se sumerge el sector a partir de 2002, las medidas que se han practicado para enfrentarla, mitigarla y superarla y los resultados que ha ido arrojando dicha gestión.

4.3.3. El subsector de generación: estancamiento y reacción tardía

La reactivación económica de 2003 tuvo su reflejo en la reactivación y el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica, únicamente interrumpido por la distensión del año 2009, inducida por la onda recesiva de la crisis económica global de 2007-2008. Entre 2002 y 2012, el consumo de energía eléctrica sube un 57,5% con una tasa anual del 4,65%, es decir, un crecimiento significativo, aunque más moderado que el de la primera parte de la década del noventa (7,24% en 1993-1998).⁸⁸ Aunque medido en valores absolutos, el incremento anual medio sí resulta superior, pasando de 3,15Gwh en 1992-2001 a 3,87Gwh en 2002-2012.

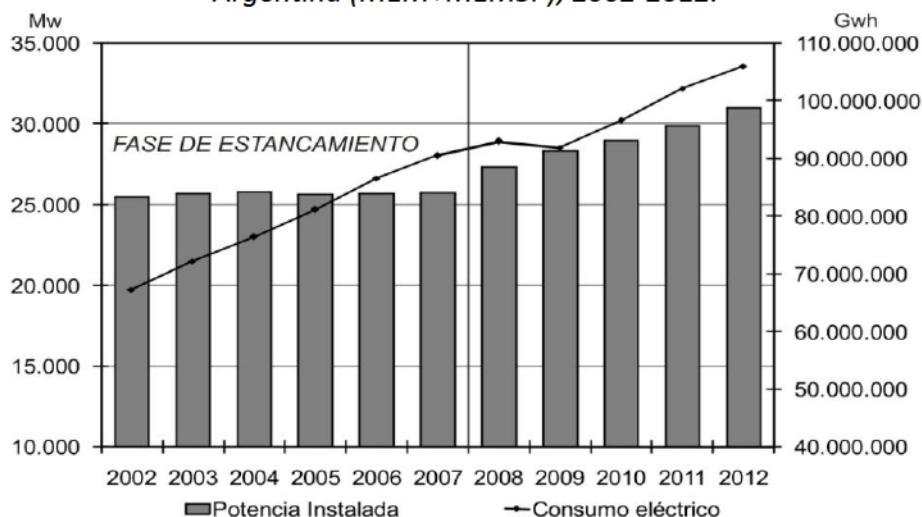
En el Gráfico Nº 13, se confronta la curva de la demanda eléctrica con la evolución de la potencia instalada. Es sorprendente el freno del desarrollo infraestructural en el área de generación en el quinquenio 2002-2007, lo que provee una imagen rotunda de los alcances de la crisis que padece el sector. Durante dicha etapa, el ascenso de la demanda eléctrica fue solventado con una magnitud (nominal) del parque generador literalmente planchada. Los excedentes de la sobreinversión recibida en este rubro en los noventa permitieron estirar la duración del “cuello de botella”. A partir de 2008, cuando el riesgo de disfuncionalidad ya se encontraba en un punto elevado, la parálisis se destraba y reinicia un proceso de expansión que se ubica en el orden de los 1.000Mw anuales medios, sumando unos 5.225Mw a finales de 2012, que, en definitiva, constituyen la práctica totalidad de la potencia adicionada desde el año 2002. En la comparación de series, el incremento porcentual de la potencia instalada en 2002-2012 es de un magro 22%, menos de la mitad del crecimiento que experimenta el consumo.

Sin embargo, como es lógico esperar, la nueva potencia de generación contribuye a satisfacer las necesidades energéticas inmediatas del país, sin resolver los efectos corrosivos propios de la sobreexigencia a la que son sometidas las máquinas en uso mientras sucede el letargo, ni eximir al sistema del estado de emergencia, que arrastra un gran déficit de obras demoradas en los años previos y que requiere inversiones y tiempo para volver a alcanzar un equilibrio adecuado. Para minimizar el riesgo de desabastecimiento, CAMMESA solicitó a los generadores postergar los calendarios de mantenimiento y reparación de sus máquinas con el objetivo de disponer de ellas todo el tiempo que fuera posible y cumplir con las demandas del despacho. El esfuerzo creciente de las maquinarias y -para el caso del parque térmico- su funcionamiento con combustibles de menor calidad, importados de Venezuela a partir del

⁸⁸ Utilizamos datos de la Secretaría de Energía (SE, 2003 a 2013) para el cálculo de las tasas. Respecto de la comparación con el período 1993-1998, si anulamos el aminoramiento de 2009 y efectuamos el cálculo para la serie cronológica 2002-2008, la tasa de crecimiento anual arroja un valor de 5,55%, por lo tanto, se mantiene algo por debajo del 7,24%.

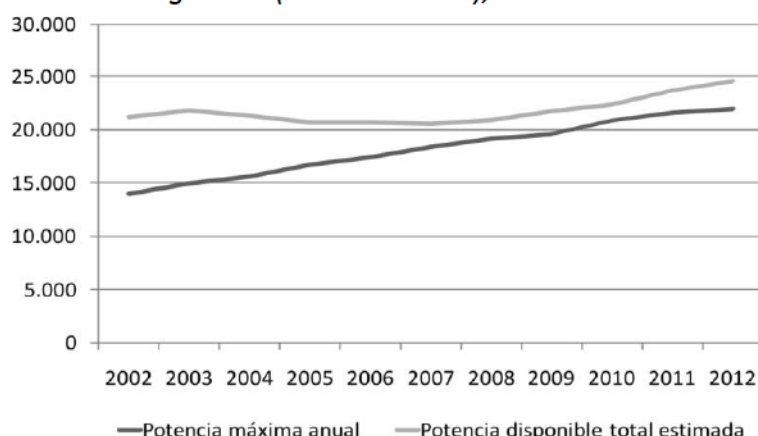
año 2004 para suplir la escasez de oferta doméstica del gas natural, aumentan el desgaste físico y, por lo tanto, la tasa de indisponibilidad.

GRÁFICO Nº 13. *Potencia instalada y consumo eléctrico.*
Argentina (MEM+MEMSP), 2002-2012.



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (2006b, 2011b, 2012 y 2013).

GRÁFICO Nº 14. *Potencia máxima anual versus potencia efectiva total estimada*.*
Argentina (MEM+MEMSP), 2002-2012.



Ante la falta de datos públicos sobre indisponibilidad del parque generador total para el período de interés, se reconstruye la serie sumando: (a) la potencia efectiva del parque térmico, calculada con los datos publicados de indisponibilidad térmica de CAMMESA y (b) la potencia efectiva del parque no térmico (nuclear+hidro), estimada con una indisponibilidad constante del 10%, un criterio mucho más generoso que el adoptado en las proyecciones estadísticas de la propia CAMMESA, que toma un valor del 30%, basándose en restricciones de transporte y combustible y años hidrológicos no favorables (en Beltramo y Soracco, 2010). Luego, se extrae el valor de la reserva efectiva de potencia como la diferencia porcentual entre la potencia efectiva total estimada y la potencia máxima. Si usáramos la tasa de CAMMESA, los resultados de la comparación serían drásticos.

Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA.

Tanto la contracción de la oferta de generación como su lenta recomposición, están ilustradas en el Gráfico Nº 14, que contrasta la potencia efectiva del parque generador total y la máxima potencia demandada. La superación, año tras año, del pico de la demanda de potencia, el deterioro de 2003-2007 y la entrada en servicio de generadores recién después de 2008, hicieron que la reserva efectiva descendiera de 34% en 2002 a casi un 11% en 2012,

pasando por un mínimo en 2010 inferior al 7%. Asimismo, el pedido que CAMMESA efectúa a los generadores de permanecer disponibles para el despacho y la incorporación de nuevos equipos del último lustro, no alcanzan a saldar el desgaste acumulado de la maquinaria, ello se ve en el crecimiento del 16% de la potencia efectiva total estimada, un porcentaje inferior al 22% con que lo hace la potencia instalada.

A partir de 2007, las limitaciones infraestructurales del parque generador llevaron a la necesidad de recurrir con mayor frecuencia a la importación de energía y a disponer de menores saldos exportables. Por esta razón, desde dicho año, el balance energético nacional ha venido conservando el signo negativo (ver Cuadro Nº 8).

CUADRO Nº 8. Comercio exterior de la energía eléctrica (Gwh). Argentina, 2002-2012.

Año	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Exportación	1.408	437	1.938	1.362	2.100	578	1.618	1.292	359	265	280
Importación	2.210	1.234	1.441	1.222	559	3.459	1.774	2.040	2.351	2.412	423
Balance	-1.206	-797	497	140	1.541	-2.881	-156	-748	-1.992	-2.147	-143

Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA.

Pero, ¿a qué se debieron la parálisis en el segmento de generación entre 2002 y 2007 y su reanimación después de 2008? Dos causas justifican el detenimiento en la evolución de la potencia instalada. En primer lugar, en 2003, la Secretaría de Energía modificó el método de determinación del precio mayorista de la energía eléctrica basado en el costo marginal, sustituyéndolo por un precio *spot* máximo inferior al precio de equilibrio (Stábile, 2011). El bajo precio *spot* sancionado desalentó las nuevas inversiones en generación y provocó la correlativa retracción de la oferta, ya que impedía el retorno en el mediano plazo de los montos desembolsados de la inversión inicial necesaria (*ibíd.*). Y en segundo lugar, la falta de financiamiento para iniciar o finalizar obras de generación eléctrica contenidas en el PEN y/o el vencimiento de los plazos estipulados de construcción e ingreso en servicio de muchas de esas obras por motivos ajenos al financiamiento (De Dicco, 2008).

El repunte del parque generador fue el resultado de la concertación de acciones que podemos reconocer en cinco líneas específicas, y prácticamente simultáneas, de gestión de la crisis:

1. El despliegue de inversiones públicas en obras de generación contempladas en la versión original del PEN, que, aunque habiéndose superado los tiempos previstos, entran en servicio a partir de 2008 y ayudan a descomprimir el estrangulamiento y recuperar un sendero de incremento de la oferta: construcción de las centrales Los Caracoles, Ensenada de Barragán, Pilar y Brigadier López; repotenciación de las centrales Río Grande y Villa Gesell y finalización de Yacyretá (Bernal y De Dicco, 2013).
2. Los programas de Generación Distribuida I, II, III y IV que ENARSA impulsó desde 2008, planteados como soluciones de emergencia ante los atrasos en las obras de infraestructura de mediana y alta potencia, que produjo la instalación de 72 pequeñas usinas transportables (básicamente, equipos diesel) en 18 provincias por un total de 1.265Mw (sitio de ENARSA).
3. En 2002, en una línea de actuación mixta se planificó la construcción de centrales con una arquitectura de financiamiento basada en la capitalización de las deudas que CAMMESA mantenía con agentes generadores a través del FONINVEMEM (Fondo para Inversiones

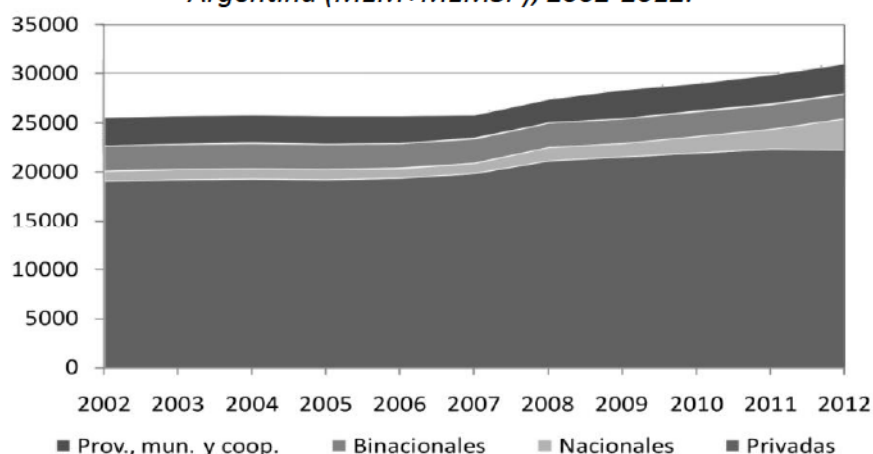
Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista) (Klitenik *et al.*, 2009). Como resultado de estas operaciones se construyeron dos centrales térmicas de ciclo combinado (San Martín y Belgrano) que aportan 1.660Mw desde 2010.

4. El Programa Energía Plus, lanzado en 2006, estimuló a los inversores privados a construir y ampliar centrales -en su mayoría, térmicas de mediana y alta potencia- contratando la electricidad a suministrar a valores muy por encima de la fijación del precio *Spot* (Schneider, 2008). Hasta hoy, por medio de este programa se han instalado unos 2.000Mw de potencia (Bernal y De Dicco, *op.cit.*).

5. Por último, cabe citar los modestos avances obtenidos hasta el momento por el más reciente Programa GENREN, en el que ENARSA licita la generación eléctrica proveniente de fuentes renovables para vender al MEM bajo contratos de 15 años de plazo (Sitio de la SE). A comienzos de 2013, se habían habilitado los parques eólicos Rawson y Arauco y el parque solar Cañada Honda, con un total de 100Mw (CAMMESA, 2013 y Sitio de ENARSA).

De lo detallado se colige que el proceso de reactivación del segmento de generación fue producto de la articulación entre el capital público; devuelto al ámbito de la producción desde 2004, principalmente, por medio de la creación de ENARSA; y el capital privado, para el cual se diseñaron mecanismos de refinanciamiento y estímulos a la inversión que reportan beneficios en el corto y mediano plazo. En el Gráfico Nº 15 puede apreciarse la evolución de la potencia instalada según tipo de propietario. Los 5.225Mw que se incorporan entre 2007 y 2012, se distribuyen en el tiempo y según propiedad de esta forma: i) el 86,5% de la potencia adicionada pertenece a propiedad nacional y privada, restando contabilizar el incremento de la potencia efectiva de Yacretá en 2011, gracias a la elevación de su cota al punto máximo de 83m; ii) ese 86,5% se integra en porciones similares de propiedad, moderadamente mayor en las centrales privadas (2.413Mw) que en las nacionales (2.104Mw); no obstante, mientras que la adición en las primeras supone un 12% en comparación con lo existente en 2007, el de las segundas representa un aumento superior al doble de lo que poseía en ese año; y iii) el crecimiento de los privados se destrabó más tempranamente, dando un salto de 1.250Mw en 2008, para estabilizarse en un valor cercano a los 400Mw en el trienio 2009-2011; en cambio, el crecimiento de los generadores de propiedad nacional mantuvo un valor de 250Mw en el lapso 2008-2011 y trepó unos 1.100Mw en 2012.

GRÁFICO Nº 15. *Potencia instalada (Mw) por propietario. Argentina (MEM+MEMSP), 2002-2012.*



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (2006b, 2011b, 2012 y 2013).

El Cuadro Nº 9 complementa al Gráfico Nº 15, ya que contiene un procesamiento de los datos de Nueva Generación 2008-2011 publicados por CAMMESA, permitiendo analizar los modos de actuación que tuvieron los distintos agentes en el proceso de recomposición de la oferta. En la lectura de este subperíodo destaca, entonces: i) el considerable aporte de las centrales del FONINVEMEM; ii) la estrategia de crecimiento descentralizado de ENARSA, verificable en la baja potencia unitaria media de los proyectos habilitados (19Mw) y la alta dependencia del diesel con que se vincula esa clase de generadores, iii) la contribución de los dos proyectos de propiedad provincial.

CUADRO Nº 9. *Proyectos de generación eléctrica habilitados entre 2008 y 2011.**

Tipo de propietario	Cantidad de proyectos (a)	Potencia instalada		Potencia unitaria media MW (b/a)	Generación Diesel	
		MW (b)	%		MW (c)	% (c/b)
ENARSA	49	936,14	21,82	19,1	666,91	71,24
Provincial	2	451,4	10,52	225,7	---	---
Privado**	16	1.239,2	28,89	77,45	25	2,01
FONINVEMEM	2	1.663	38,77	831,5	---	---
Total	69	4289,74	100	62,17	691,91	16,13

*"Habilitados" hace referencia a la potencia instalada con ingreso al mercado eléctrico. Al momento de nuestra última revisión (enero de 2014), la actualización de datos disponibles comprendía las incorporaciones de generadores producidas al mes de marzo de 2011.

**Incluye autogeneradores.

Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA.

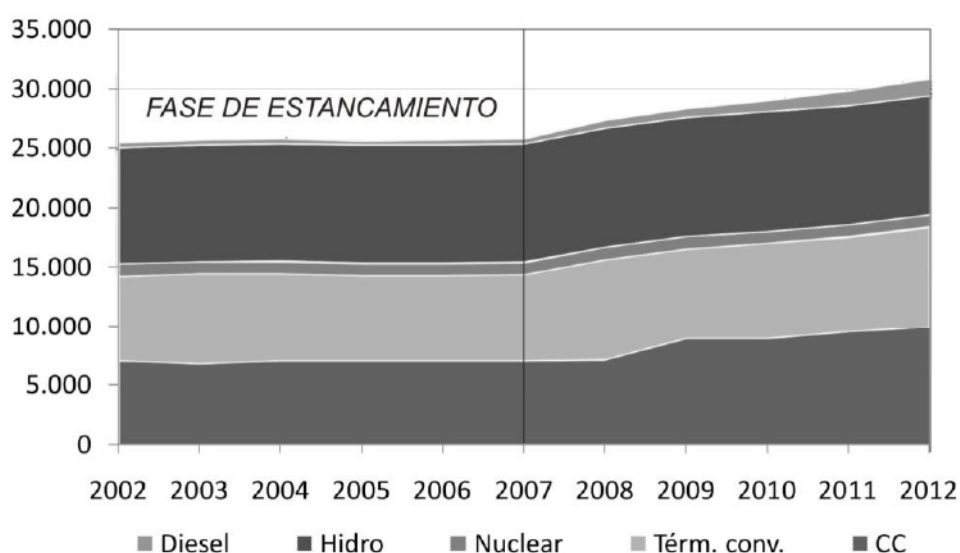
En relación con las opciones tecnológicas utilizadas para concretar los aumentos de oferta requeridos para respaldar la demanda en los cinco años que van desde 2007 a 2012, en base a los datos aportados en el Gráfico Nº 16, se comprueba que: a) la gran mayoría de la nueva potencia instalada corresponde a generación térmica, con una participación relativa del 96,13%; b) la tecnología de los ciclos combinados lidera el crecimiento del área con casi 3.000Mw, que representan el 56,42% del total de la nueva potencia; c) los equipos diesel se multiplican y equiparan el nivel de incorporación de otros equipos de generación térmica convencional (turbovapor y turbogas, agregan alrededor de 1.000Mw) y en el crecimiento acumulado suma más de 1.400Mw, con lo cual desplaza a la potencia de centrales nucleares, estancada en el orden de los 1.000Mw desde hace tres décadas, d) la generación hidráulica no registra ingresos relevantes, exceptuando el aumento de potencia efectiva de Yacretá, y e) las energías renovables no convencionales⁸⁹ (eólica, solar y biomasa) muestran un muy pequeño desarrollo de 115Mw en el bienio 2011-2012, provenientes del GENREN⁹⁰, contra los 26Mw en que se hallaban estabilizadas desde principios de la década del 2000, aunque todavía continúan lejos de significar una cantidad apreciable en la matriz eléctrica nacional, con una proporción inferior al 1% de la potencia instalada. Consecuencia de este accionar, la generación térmica pasa del 42% en 2002 al 60% en 2013, profundizando la dependencia fósil y aumentando la vulnerabilidad del sector.

⁸⁹ Por su pequeña magnitud, las renovables no convencionales no alcanzan a medir en la escala del gráfico, de ahí que no incluyamos su referencia.

⁹⁰ La diferencia respecto del anterior valor citado del GENREN, puede deberse a la habilitación gradual de las unidades de generación al momento de la recolección de datos de ambos informes estadísticos.

En suma, después de una fase de estancamiento que ocasiona exigencia y deterioro del equipamiento de generación, la oferta comienza poco a poco a destrabarse. En esa lenta reacción convergen distintas iniciativas de crecimiento que buscan estimular la inversión de capital privado a través de la coordinación del poder público y el establecimiento de marcos específicos de relaciones colaborativas. Porque el tiempo de la emergencia apremia y no hay márgenes de libertad para concretar una pronta recuperación que cumpla a la vez con los objetivos de la sostenibilidad, las decisiones de inversión se vuelcan casi completamente en la generación térmica. Coadyuvan, aquí, otros factores tales como el costo de construcción relativamente menor al de otras opciones técnicas, el menor tiempo de entrada en servicio, la posibilidad de fraccionamiento, el alto factor de utilización y la seguridad del suministro. El asunto problemático subsecuente de este montaje está en la profundización del consumo de combustibles fósiles. Las soluciones anticrisis de corto y mediano plazo terminan incubando y difiriendo un altísimo riesgo.

GRÁFICO Nº 16. *Potencia instalada (Mw) por tipo de generación. Argentina (MEM+MEMSP), 2002-2012.*



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (2006b, 2011b, 2012 y 2013).

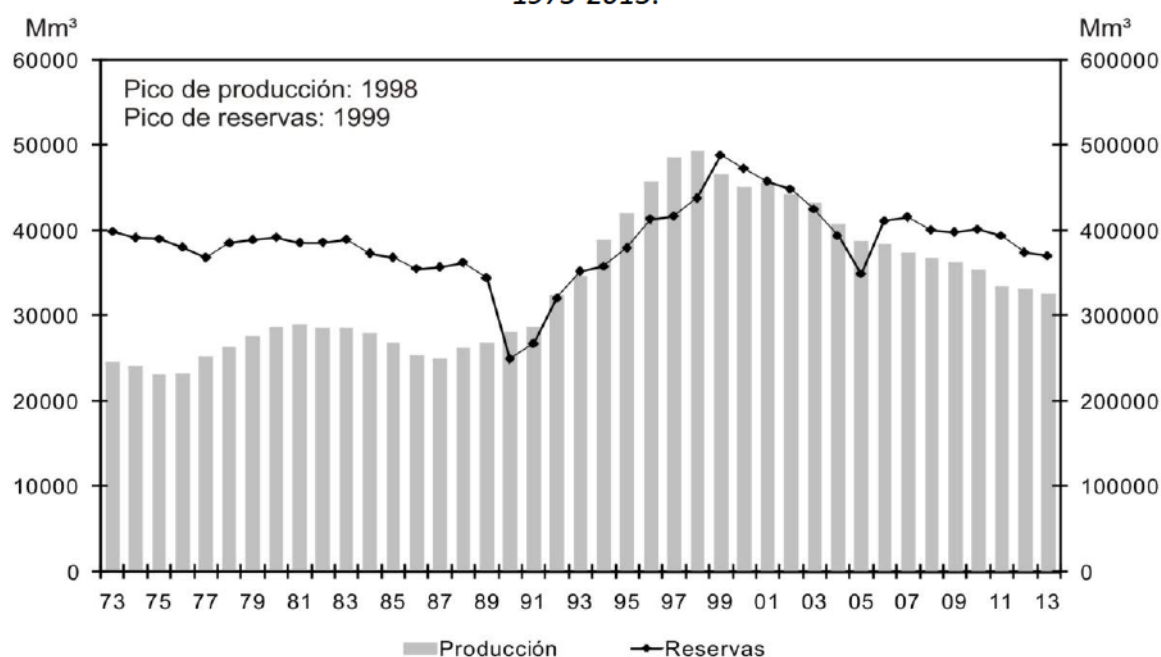
4.3.4. Dependencia y escasez de hidrocarburos

El gran dilema de la matriz energética argentina, y de la eléctrica, en especial, está en la relación entre los síntomas de escasez objetiva que experimentan los hidrocarburos en el país y la alta dependencia de estos recursos estratégicos, en torno a un 93% del consumo de la energía primaria y con el predominio del gas natural, que participa con algo más del 50% de dicha torta. La vinculación de estos procesos no se desentiende, desde luego, del tipo de dominio, gestión y control que se ha ejercido sobre las riquezas del subsuelo argentino en las pasadas décadas.

Los gráficos Nº 17 y Nº 18, enseñan la evolución de la producción y de las reservas comprobadas de petróleo y gas natural en Argentina en el período 1973-2013. Para ambos casos, se confirma el arribo al pico de producción; el año 1998 para el petróleo, el año 2004 para el gas. La subsecuente fase de declino sólo fue interrumpida por muy ligeros repuntes, en 2001 y 2006, respectivamente, sin modificar la tendencia general. Simultáneamente, las

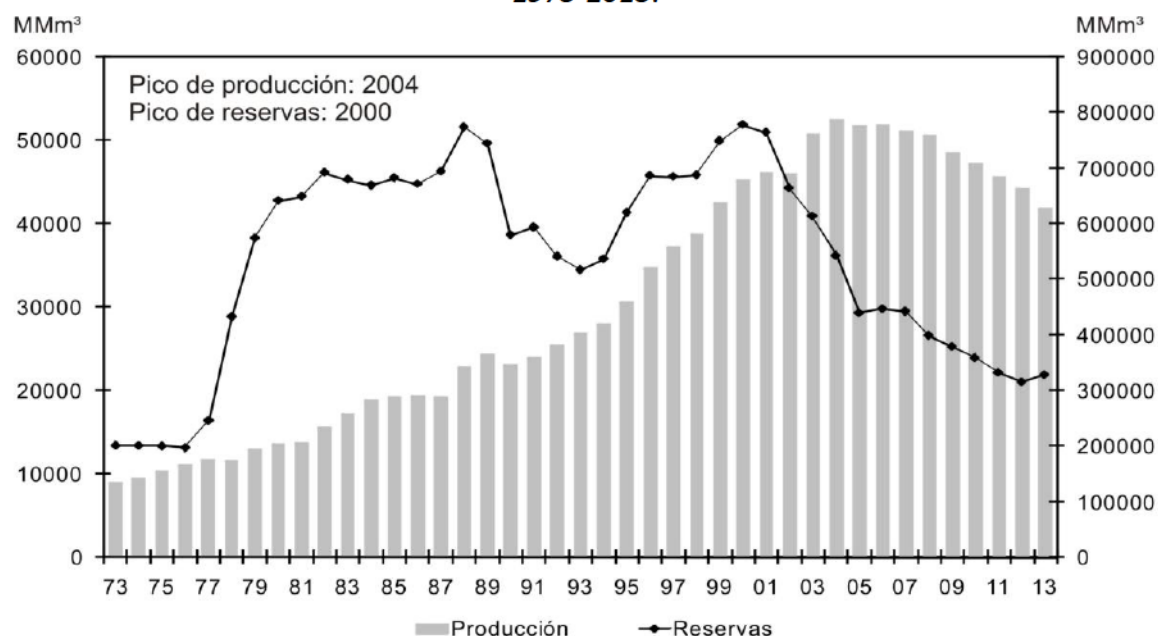
reservas comprobadas de los dos recursos sufren fuertes retrocesos. Comparando el punto máximo con el nivel actual, la caída de las reservas de petróleo entre 1999 y 2013 es del 24% y de un estrepitoso 58% para el gas entre 2000 y 2013. Así, se pasa de un horizonte cercano a una media de 16 años en la década de 1970 a los 11 años que se prevén actualmente para el petróleo y de los más de 45 años de disponibilidad de gas natural que hubo en la década de 1980, a menos de 8 años en el escenario pronosticado en 2013.

GRÁFICO Nº 17. *Producción y reservas comprobadas de petróleo (Mm³) en Argentina, 1973-2013.*



Fuente: elaboración propia con datos de IAPG (2014).

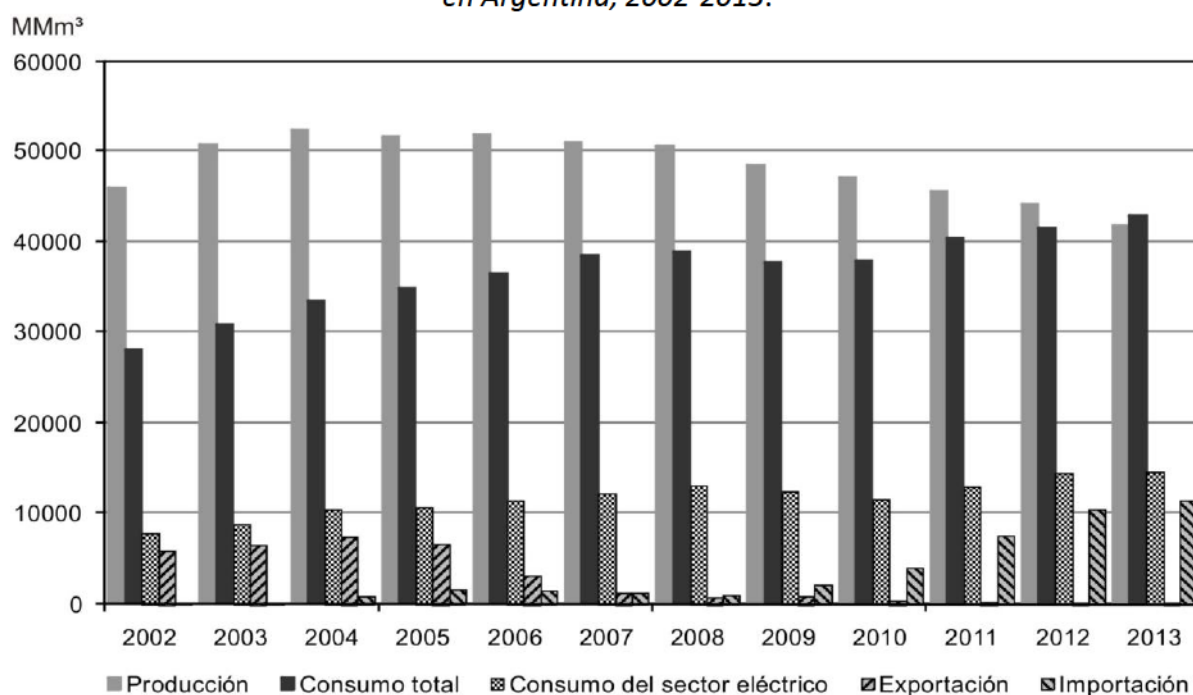
GRÁFICO Nº 18. *Producción y reservas comprobadas de gas natural (MMm³) en Argentina, 1973-2013.*



Fuente: elaboración propia con datos de IAPG (2014).

Las fases de declive están precedidas y explicadas por aumentos exponenciales en las tasas de extracción en la década de 1990, siendo los valores de la serie del petróleo mayores a los del gas, y los bajos niveles de inversión en la etapa de exploración. Hay asociación entre la sobreexplotación, sobre todo, la del gas, y la instalación de equipos de generación térmica que, como hemos visto, se desarrolla con intensidad luego de 1995. La reforma estructural del sector de los hidrocarburos que se lleva adelante entre 1989 y 1999, decretó la libre disponibilidad de extracción, transporte, industrialización y comercialización de estos bienes estratégicos y de la mayor parte de las divisas obtenidas por exportación, liberó también los precios del mercado, abrió el juego a la privatización tanto de las áreas marginales como de las áreas centrales de la estructura productiva de YPF y fijó unos gravámenes de exportación significativamente inferiores a los que rigen la actividad en otros países del mundo (Bernal *et al.*, 2008). Es así que este esquema política sectorial estimuló unos niveles de extracción que en nada se corresponden con los modestos niveles de reserva que posee el país, cercanas al 0,5% de las reservas mundiales antes de las reformas e inferiores al 0,3% en la actualidad, según datos del Consejo Mundial de la Energía (WEC, 2013). Vale recordar, aquí, una máxima de la cultura energética nacional que exclama que “Argentina no es un país hidrocarburífero, sino un país con hidrocarburos”.

GRÁFICO Nº 19. *Producción, consumos y comercio exterior de gas natural en Argentina, 2002-2013.*



Fuente: elaboración propia con datos de IAPG, ENARGAS, ENARSA y Secretaría de Energía.

En virtud de estos hechos, Argentina debe necesariamente recurrir a la importación de combustibles para asegurar el suministro de energía. Además, la insuficiente capacidad de refino de las plantas locales determina que sean los productos derivados de mayor valor agregado los que el país debe adquirir en el extranjero. El Gráfico Nº 19 retrata la situación que vive el país de la Posconvertibilidad en relación a los flujos de gas natural, contemplando la incidencia de los consumos del sector eléctrico. En la franja superior del gráfico se puede ver que el consumo total crece a medida que se contrae la producción doméstica. El sector eléctrico, por las razones que hemos repasado anteriormente, incrementa su participación

del 27% en 2002 al 35% en 2012. En cuanto al comercio exterior, en la etapa 2002-2007 las restricciones impuestas para garantizar el abastecimiento interno van haciendo disminuir las exportaciones de gas a Chile hasta tocar valores marginales. En contraparte, las exigencias del suministro impulsan un marcado crecimiento de las importaciones que hacia el año 2012 llega a representar la cuarta parte del consumo interno. Desde 2008, los aportes del gas de Bolivia son complementados con la inyección de Gas Natural Licuado (GNL) en la planta de regasificación instalada en el puerto de Ing. White (Bahía Blanca). Desde 2011, la mitad del gas importado corresponde a compras de GNL efectuadas a través de ENARSA. La columna “Importación” comprende la suma de cuotas de las dos modalidades.

Las limitaciones en el gas disponible para generación de electricidad llevan a recurrir al uso de combustibles fósiles alternativos más contaminantes y de mayor costo. Las usinas transportables instaladas para paliar la escasez de oferta de generación también insumen combustibles líquidos en proporción creciente. La matriz eléctrica altera, así, su composición de combustibles, reduciendo el dominio absoluto del gas natural de 99% en 2002 al 70% en 2010, posición en la que se mantiene actualmente. Se identifica el abrupto descenso de diez puntos en 2004, debido a las restricciones de la oferta interna y al récord de exportaciones a Chile que se registra en ese mismo año. En compensación, los consumos de fuel oil y gasoil trepan desde participaciones inferiores al 1% en ambos casos, a respectivos picos del 17% en 2012 y del 13% en 2013. El resto del consumo, agrupado en la categoría “Otros” del Cuadro Nº 10, posicionado en un valor tope del 4% desde 2010, se debe a los usos del carbón (3%) y de los biocombustibles (1%). Medidas como el PET (Programa de Energía Total), que otorga subsidios directos a los combustibles alternativos para quienes los utilicen en sus procesos productivos como sustitutos del gas natural (trátase de generadores o de grandes usuarios) posee incidencia en este desplazamiento interno.

CUADRO Nº 10. *Consumo de combustibles (%) en el sector eléctrico argentino, 2002-2013.*

Año	Gas natural	Fuel oil	Gasoil	Otros
2002	99	1	0	0
2003	98	1	0	1
2004	88	9	1	2
2005	85	11	1	3
2006	83	14	1	2
2007	78	14	5	3
2008	76	16	5	3
2009	79	12	6	3
2010	70	16	10	4
2011	69	16	11	4
2012	70	17	9	4
2013	70	13	13	4

Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA.

Lo expuesto permite constatar la gravedad de la crisis del sector eléctrico, tanto en la manifestación de efectos actuales como en los engendrados, ya que el camino de *fosilización* de la matriz coincide con los indicios de agotamiento de los hidrocarburos nacionales, lo que redirecciona las opciones de abastecimiento hacia el mercado externo. La pérdida de divisas por exportación y la necesidad de comprometer partidas presupuestarias para importación provoca un profundo desequilibrio fiscal. La profundización de la dependencia de la oferta y

de los precios internacionales de los combustibles, sujetos a la volatilidad de los mercados, colocan al sector eléctrico, y a la economía nacional en conjunto, en un estado sumamente vulnerable.

4.3.5. El subsector de transporte: una deuda pendiente

El gran fracaso del modelo de gestión privada lo constituye la evolución diferencial del subsector de transporte: concentración espacial de las infraestructuras y retraso relativo en relación con las necesidades funcionales del sistema eléctrico como un todo. En 1999, a petición del Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), la Secretaría de Energía crea el Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (FFTEF) con el propósito de financiar las costosas ampliaciones estratégicas de la red de alta tensión que no habían conseguido ser promovidas por los mecanismos de competencia establecidos en el marco regulatorio. Para alimentar el FFTEF se sancionó un cargo de 0,6\$/Mwh adicional a los 2,4\$/Mwh con los que se gravan las operaciones de compra de energía en el MEM y que se almacenan en el Fondo Nacional de la Energía (Sitio del CFEE). El CFEE elaboró el Plan Federal de Transporte de Energía Eléctrica en 500kV, seleccionando las obras prioritarias para el mejoramiento de la calidad y la seguridad del aprovisionamiento, la interconexión de regiones eléctricas y/o la reducción de costos de despacho. Aunque el semiciclo económico integrado por la recesión de 1998-2001 y la crisis de 2002-2003, que arrastra las tensiones sociales y la conflictividad propias de la readaptación que impone el giro macroeconómico, conllevó graves dificultades financieras y una incertidumbre que dilataron la puesta en marcha del PFTEE.

Pero, desde 2004, año de lanzamiento del Plan Energético Nacional, la recaudación del Fondo de Transporte, participando con las proporciones mayoritarias en la arquitectura de financiación, hizo posible ejecutar tres importantes obras del PFTEE y empezar a sustanciar el adeudado desarrollo de este segmento de actividad. En diciembre de 2005, se produce el primer logro de la gestión al concluirse la línea Choele Choel-Puerto Madryn, que desde 2006 interconecta al sistema patagónico (MEMSP) con el SADI. Posteriormente, se construyeron y entraron en servicio las líneas Mendoza-San Juan (2007) y Recreo-La Rioja (2009) (Sitio de Transener).

Otros avances se consiguen en 2008, un año excepcional en cuanto al elevado monto de las inversiones sufragadas, ya no con los aportes del FFTEF, sino con recursos financieros del Tesoro Nacional. Se trata del ingreso en servicio de la “Tercera Línea” Yacyretá-Buenos Aires; que permitió adquirir excedentes de la oferta de generación de Yacyretá, que tendía al aumento a medida que la cota del embalse se iba elevando hasta llegar a su valor máximo en 2011; y de la Línea Puerto Madryn-Pico Truncado, que prosigue expandiendo hacia el sur el sistema de extra alta tensión.

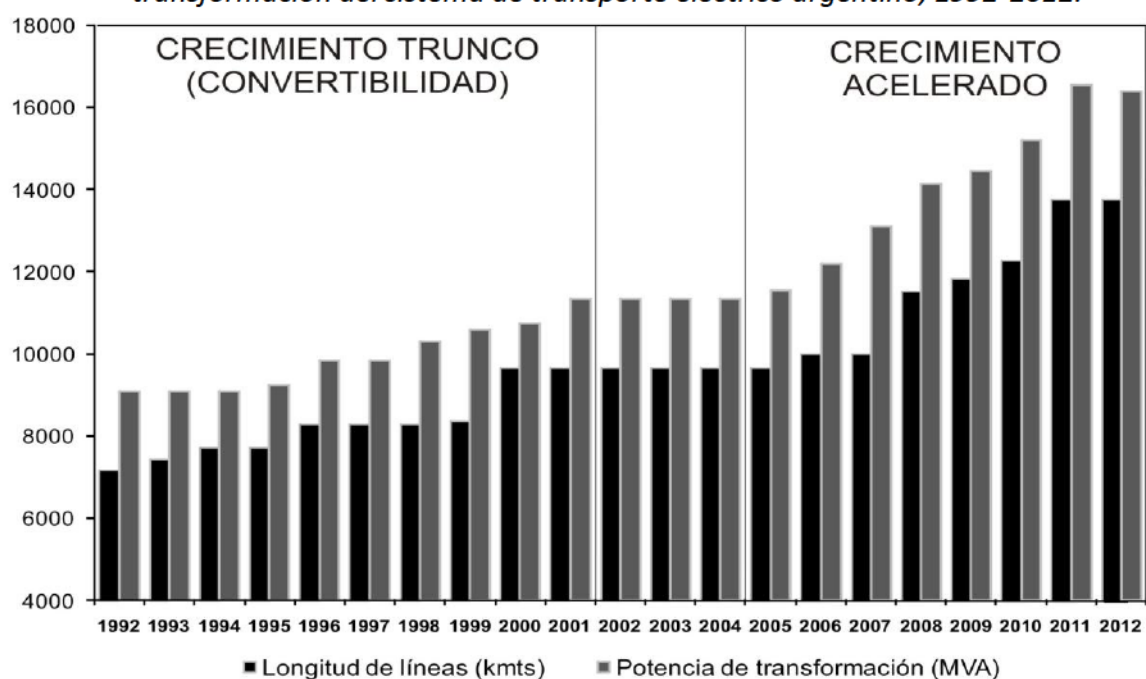
En la última fase del PFTEE, van culminando otros tres proyectos de envergadura con aportes de fuentes diversas (Tesoro Nacional, BID, Fondos SALEX, Estados Provinciales, privados, etc.): Línea Comahue-Cuyo, Línea NEA-NOA (ambas en servicio desde 2011) y Línea Pico Truncado-Río Gallegos-Río Turbio (tramos construidos, aún no ingresados en servicio). El transporte de energía eléctrica desde la cuenca del Comahue a Cuyo posibilita su consumo directamente en dicha región o su descarga hacia la zona centro por un canal alternativo que ayuda a descongestionar el corredor Comahue-Buenos Aires. La interconexión del NEA y el NOA logra el definitivo cierre en anillo en la región norte del país. Y con las extensiones de la Línea Pico Truncado-Río Gallegos-Río Turbio, se dispondrá de la energía de la central de Río

Turbio y la zona sur de la provincia de Santa Cruz quedaría acondicionada para la explotación futura de sus recursos hidroeléctricos, térmicos y eólicos.

Si bien la concreción de ampliaciones del plan resuelve problemas estructurales de la red de transmisión en extra alta tensión, no resuelve algunas asimetrías existentes en las redes regionales que originan restricciones físicas y/o revelan problemas que impiden dar garantía de abastecimiento a los consumidores, por lo que fue necesario complementar el plan con obras prioritarias focalizadas en las regiones (Gayo, 2009:77). Por esta razón, en 2003, la Secretaría de Energía encomendó al CFEE el estudio y la elaboración de un Plan de Obras imprescindibles para el período 2004-2008 que brindasen solución a los sistemas de distribución troncal (*ibíd.*).

Las cifras del recuento de ampliaciones del PFTEE muestran unos valores elocuentes. En los siete años que van desde 2005 a 2012, la longitud de las líneas de extra alta tensión se expandió de 9.669 km a 13.762 km y la capacidad de transformación del sistema lo hizo de 11.550 MVA a 16.400 MVA; esto significa, variaciones próximas al 42% en uno y otro caso (datos de CAMMESA, 2013). En las redes de distribución troncal, los cambios discretos son menos pronunciados, aunque se reconoce una etapa de bajo crecimiento entre 2002 y 2005 y una etapa de crecimiento considerable en el lapso 2005-2012. En el período completo de 2002-2012, son agregados 5.026km y 4.252MVA a los 12.471km y 8.479MVA preexistentes. Los dos subsistemas de transporte suman un total de 9.119km de líneas de alta y extra alta tensión y 9.302MVA de transformación, llegando a 31.259km y 29.131MVA, con respectivas variaciones del 41% y 47% (datos de CAMMESA). Es decir que en la fase de crisis del sector eléctrico, y en un tiempo más acotado, casi que se duplican los principales indicadores del crecimiento del sistema de transmisión en comparación con los de la etapa de la presunta mayor adecuación en el modo de desarrollo de la Convertibilidad, que, justamente, trajo a la vida la reforma.

GRÁFICO Nº 20. *Evolución de longitud de líneas de extra alta tensión (500kv) y capacidad de transformación del sistema de transporte eléctrico argentino, 1992-2012.*



Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA (2003 y 2013).

Al revés de lo sucedido en la década anterior, es ahora el área de transporte la que crece y el área de generación la que permanece estancada. Además de la obvia necesidad funcional de expandir un segmento de infraestructura que no se había expandido, un factor que ayuda a entender este movimiento inverso está en la desproporcionalidad intrasectorial promovida por la racionalidad competitiva del modelo de gestión energética en los noventa. La sobreinversión en el segmento de generación permitió contar con el respaldo suficiente de potencia para atender durante algún tiempo la demanda creciente de la reactivación que arranca en 2003. Así es que los esfuerzos de la planificación se centraron primariamente en dar solución efectiva a las deficiencias de la red de transporte, priorizando la ampliación de corredores congestionados, para permitir evacuar los excedentes de potencia de las áreas exportadoras, y la construcción de líneas que resuelvan el aislamiento o débil vinculación en la que se encontraban varias provincias.

Pero, además del contraste cuantitativo, las ampliaciones también convalidaron un cambio cualitativo. La red de extra alta tensión cambió sustancialmente de forma, evolucionando desde la arquitectura radial que fuera consolidada en la década de los noventa hacia una arquitectura compuesta por anillos (FUNDELEC, 2012). De este modo, los circuitos del flujo eléctrico se multiplican, aliviando la carga de ciertos tramos de la red que operaban en condiciones de saturación, aumentando las posibilidades de canales para el intercambio, consiguiendo evacuar hacia zonas importadoras la energía generada por unidades eficientes y mejorando la confiabilidad del suministro sensiblemente.

MAPA Nº 1. La red de transporte eléctrico argentino en alta tensión (500kv) en 1998 y 2013.



1998



2013

Fuente: ENRE (1999) y Sitio de CAMMESA.

Luego de 2007, sin embargo, se advierten limitaciones en el modo de desarrollo que impulsan modificaciones en la orientación de las políticas del sector. Por una parte, al ir consumiéndose las reservas de potencia y no alcanzarse todavía un despliegue considerable de la red de transporte, el sistema en su conjunto se ve inducido a operar al límite de su capacidad y el eje de las preocupaciones se desplaza hacia el sector de la generación. Por la otra, hacia el año 2011, la situación económico-financiera empieza a emitir algunos signos de erosión que dificultan el desembolso de las partidas necesarias para realizar las obras pendientes del PFTEE. En esas circunstancias, es relegado el montaje de infraestructura de transporte en una serie de zonas críticas de la red que habían sido incluidas originalmente en el PFTEE, o en posteriores reformulaciones, y la planificación pone el énfasis en la aplicación de programas destinados a desarrollar el área de la generación.

4.3.6. Precios y tarifas: una nueva orientación regulatoria

La transformación del modo de desarrollo implicó un cambio de reglas en el sistema de precios y tarifas del sector eléctrico. Los mecanismos de mercado que rigieron durante la vigencia de la Convertibilidad fueron sustituidos por una política regulatoria caracterizada por la sanción de topes máximos en el precio de la energía, la evolución diferencial de las tarifas y la aplicación de subsidios para compensar el progresivo alejamiento entre el costo de generación y el precio sancionado.

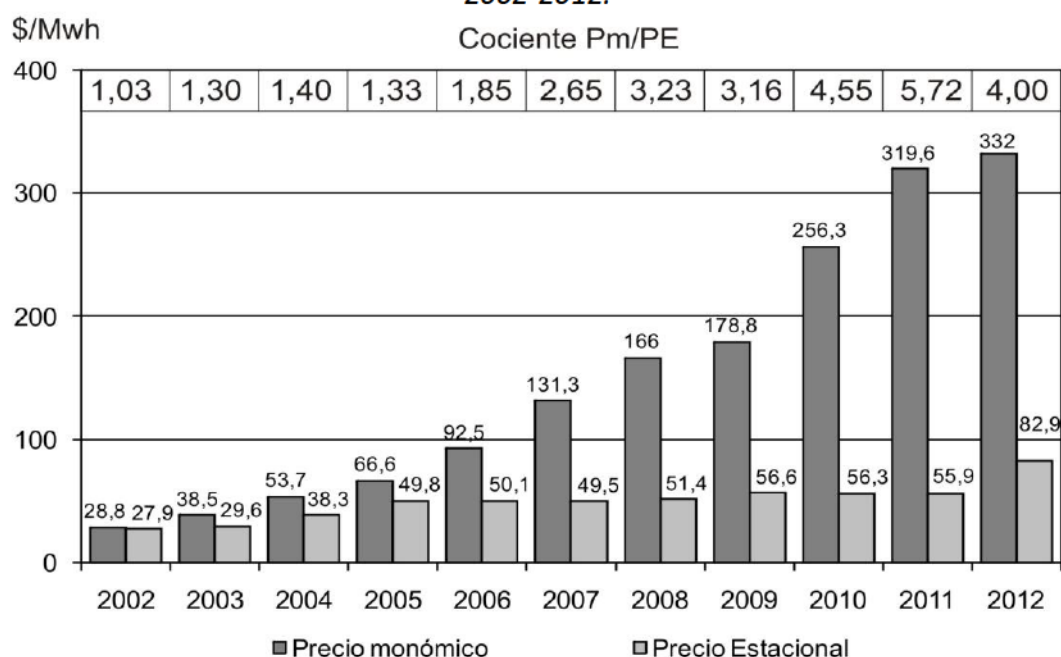
A la salida de la Convertibilidad, la devaluación de la moneda elevó automáticamente los costos de producción de la energía eléctrica. En los años que suceden a la transición de 2002-2003, la evolución de los costos tiende al aumento constante por el efecto combinado de la escalada de los precios internacionales del crudo y de sus derivados; el aumento de la dependencia externa de combustibles para enfrentar la escasez de oferta doméstica del gas natural, vinculada al vaciamiento sin reposición de reservas y a la coyuntura favorable a la exportación; los impactos de la devaluación y del proceso inflacionario en la estructura de precios relativos (importación de insumos, salarios, impuestos, costos de mantenimiento y de reparación de los equipos, etc.) y el incremento del factor de utilización de las centrales menos eficientes. A esto se agrega el efecto realimentación que provoca la profundización de los combustibles fósiles en la matriz energética, incluyendo la más costosa generación de los equipos diesel que se instalan masivamente para paliar el riesgo de desabastecimiento.

Para evitar el traslado de los costos vía tarifas a la población, la Secretaría de Energía ordenó cambios relevantes en la regulación de los precios de la energía y en las formas de remuneración a los agentes del MEM. Primero, para cumplir con el objetivo de preservar inalterados los valores de las tarifas (básicamente, residenciales), se asume una política de control del precio estacional que abonan los distribuidores en niveles que no absorben los costos reales de la producción de electricidad. Por ello, el precio estacional sufrió pocos incrementos sustanciales desde que se devaluara la moneda y hasta, al menos, los siguientes seis años. En 2004 y 2005, se autorizaron aumentos que denotan un principio de adecuación de las cajas resultante de las negociaciones que signaron la entrada en la Posconvertibilidad.

Entre 2005 y 2008, la regulación permanece prácticamente invariable, hasta que en 2009 se declara un aumento por el pase de costos de generación eléctrica a un segmento tarifario de usuarios residenciales con altos consumos. Finalmente, en 2012, tiene lugar un último salto ascendente de casi el 50% a causa de la quita de subsidios en algunas categorías de usuarios comerciales y residenciales de alto poder adquisitivo y de nuevos cargos a pagar

por los distribuidores allí donde se hubiera ajustado el VAD. En cualquier caso, los ajustes coyunturales no eliminaron el retraso en relación con los costos, originando una divergencia creciente en la evolución diferencial del precio monómico medio anual y el precio estacional medio anual, tal como se ve en el Gráfico Nº 21. Habiendo partido de una relación cercana a la unidad ($Pm/PE = 1$) en 2002, se llega en los últimos años a un precio monómico de entre 4 y casi 6 veces el del precio estacional.

GRÁFICO Nº 21. *Precio monómico medio anual y Precio Estacional medio anual en el MEM, 2002-2012.*



Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA (2013).

El segundo cambio destacable se produce también en 2003, cuando la Secretaría de Energía sancionó un precio *spot* máximo de 120\$/Mwh, en función del cual remunera a los generadores que comercializan energía en el MEM. El sistema establece que los generadores que declaran su Costo Variable de Producción (CVP) por debajo de ese valor, se les paga el precio *spot*; a los que declaran por encima, se les reconoce y paga ese CVP con fondos de una Subcuenta de Costos Transitorios de Despacho del Fondo de Estabilización⁹¹ (Stáble, *op.cit.*). Sin embargo, las marcadas diferencias en la estructura de precios relativos del sector eléctrico hicieron que desde 2004 fuese necesario recurrir a otras fuentes de financiamiento para solventar el déficit acumulado de CAMMESA. Es entonces que, por un lado, se crea el mencionado FONINVEMEN como un mecanismo de capitalización de deudas contraídas por CAMMESA con los generadores y, por el otro, comienza a aplicarse una furtiva política de subsidios del Tesoro Nacional para financiar los requerimientos del Fondo de Estabilización (FpC, 2009). Hasta el año 2006, los subsidios del Estado fueron solicitados como préstamos reembolsables, y como fondos no reintegrables desde 2007 en adelante (Rabinovich, 2010). Aparte, una restante porción de los costos de generación constituye deuda de CAMMESA no contabilizada en ninguna de las anteriores cuentas.

⁹¹ El Fondo de Estabilización (FE) es una cuenta creada en el marco de la reestructuración sectorial en la que se depositaban los excedentes recibidos por las distribuidoras de parte de los usuarios finales para financiar las diferencias entre el precio estacional y el precio de mercado.

En los datos del Cuadro Nº 11 puede verse el volumen e impacto fiscal del déficit que ha acumulado el Fondo de Estabilización de CAMMESA año tras año en la Posconvertibilidad. Hasta 2006, el déficit cubierto con subsidios reembolsables del Tesoro Nacional se ubicó en un valor inferior al 1% del PBI. Desde entonces, cuando la entrega de los subsidios se volvió no reintegrable, la tendencia al alza se descontrola hasta rozar una cifra que representa el 4% del PBI en 2011. Vale aclarar que la financiación del Fondo de Estabilización constituye una parte del total de subsidios energéticos, dirigida a regular de forma directa los niveles de precios y tarifas. Si se tiene en cuenta la proporción de estos aportes en la masa total de los subsidios entregados al sector energético, se obtiene una participación que oscila alrededor del 25%-30%. Sobre este asunto crucial se ha alegado, desde dos extremos valorativos, que, si bien la política de subsidios se inscribe en el principio de acceso universal a los servicios esenciales, también incide con fuerza en la distorsión del panorama económico del sector y en la concomitante incertidumbre frente al mediano y largo plazo, todo lo cual conduce a la actitud reticente de los inversores.

CUADRO Nº 11. *Subsidios del sector energético. Argentina, 2002-2012.*

Año	Déficit del FE (mill. de pesos)	Subsidios a la energía ASAP (mill. de pesos)	PBI desestacionalizado (mill. de pesos)	Participación % del FE	
				en subsidios energéticos	En PBI
2002	122	s/d	237.400	-	0,05
2003	534	s/d	265.000	-	0,20
2004	957	s/d	288.800	-	0,33
2005	1.075	3.478	314.000	30,91	0,34
2006	2.880	6.486	340.700	44,40	0,85
2007	5.210	14.626	372.200	35,62	1,40
2008	7.323	30.908	386.500	23,69	1,89
2009	8.885	33.505	396.400	26,52	2,24
2010	12.891	48.032	435.500	26,84	2,96
2011	17.999	70.000	465.600	25,71	3,87
2012	15.138	76.500*	474.300	19,79	3,19

*Dato del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación.

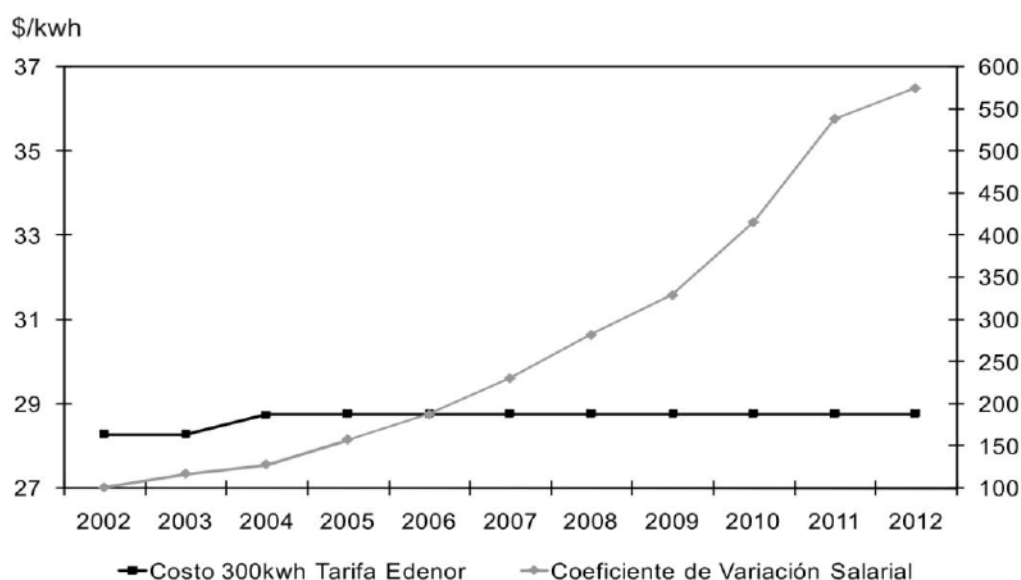
Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA e INDEC.

Los cambios en la regulación de precios del mercado tienen su correlato en la política de congelamiento de las tarifas a los usuarios cautivos, una decisión que protege el poder adquisitivo de la población, promueve el acceso universal al servicio y pretende dinamizar el mercado interno. Debe señalarse que el virtual congelamiento se aplica sobre la masa de los usuarios residenciales y que las tarifas de los usuarios productivos (comerciales, industriales y rurales), por regla general, recibieron aumentos diferenciales de acuerdo con el nivel de la demanda de potencia en los momentos en que se revisó y ajustó el precio estacional. En lo que va del período, los ajustes tarifarios *ad hoc* suplantaron a la todavía pendiente Revisión Tarifaria Integral, surgida del compromiso estatal con las concesionarias del servicio como una cuestión medular del proceso de renegociaciones contractuales de la Posconvertibilidad.

A modo de ejemplo, el Gráfico Nº 22 demuestra el impacto del congelamiento de las tarifas aplicado a los clientes residenciales de las distribuidoras nacionales, que representan aproximadamente el 15% del consumo eléctrico del país y unos 13 millones de usuarios. Para ello, se ha supuesto el costo de la energía de una media de consumo de 300kwh de un

cliente de Edenor encasillado en la categoría T1R1, libre de impuestos, en comparación con la marcha del salario a nivel general, medido por el Coeficiente de Variación Salarial del INDEC. Luego de mesurados ajustes en los cargos fijo y variable practicados en 2004 y 2005, estos componentes permanecen inmóviles hasta el día de la fecha. Por el otro lado, tenemos que el salario experimentó aumentos nominales que, en 2012, superaron el 500% respecto del nivel que poseían en 2001-2002. Debe recordarse que esta situación de disminución de la tarifa real es indicativa únicamente de esta porción de los usuarios residenciales, ya que el comportamiento de la tarifa residencial en las jurisdicciones provinciales, al depender ésta de sus respectivos entes reguladores, ha sido diferente, al igual que el de otras categorías tarifarias radicadas tanto en el ámbito nacional como en los provinciales y municipales.

GRÁFICO Nº 22. Costo de subtotal de energía (STCE) en base a tarifa residencial (T1R1) de Edenor con consumo de 300kwh (Bimestre 6)* y Coeficiente de Variación Salarial (CVS) del Nivel General de Salarios (diciembre)**. Argentina, 2002-2012.
Base cuarto trimestre de 2001 = 100.



*Se repite el procedimiento del Gráfico Nº 11.

**El valor de CVS del año 2012 corresponde a abril.

Fuente: elaboración propia con datos del ENRE y del INDEC.

4.3.7. Presión de la demanda energética

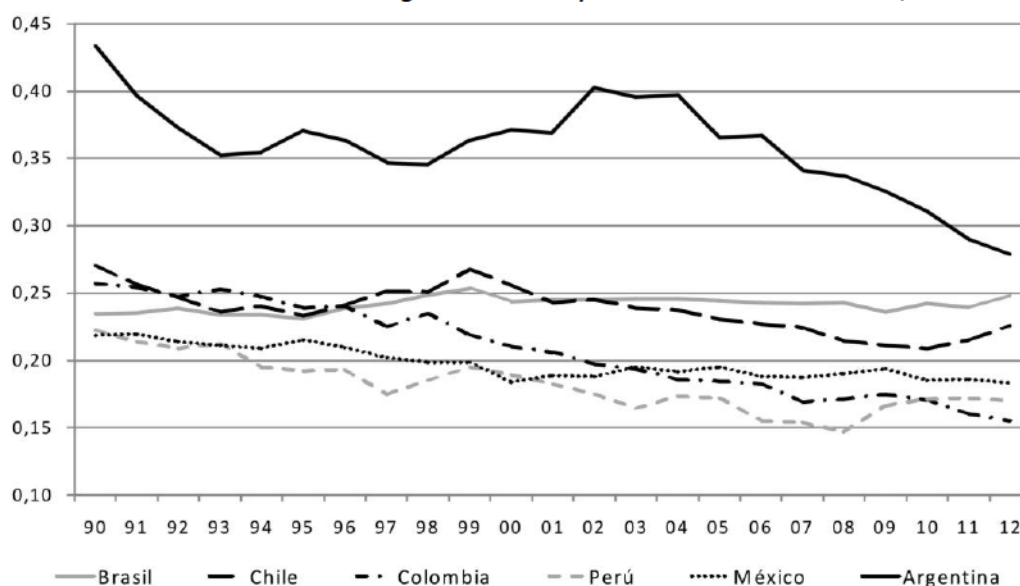
Del lado de la demanda, se presentan serios inconvenientes para la administración de la energía, que tienden a exacerbarse en los tiempos de la crisis. Por un lado, el alto nivel de consumo que se evidencia en la fase de la reactivación es en sí misma una fuerte presión para el subsistema de la oferta. Hay ahí una razón de desequilibrio entre oferta y demanda que integra la construcción de la escasez. Por el otro, el problema viene dado por la relación funcional entre la demanda energética y las necesidades sociales que ese nivel de consumo permite satisfacer al incorporarse como materia auxiliar en particulares procesos de trabajo. Nos encontramos, ahora, frente a un problema de ineficiencia energética.

4.3.7.1. Ineficiencia energética

En el Capítulo II, analizamos casos ejemplares referidos a naciones desarrolladas, en los cuales la aplicación sistemática de políticas de uso racional y eficiente de la energía logra combinar un crecimiento económico duradero con la estabilización o incluso la reducción de la demanda energética. Para los países subdesarrollados y los países emergentes, en cambio, las propias exigencias estructurales del desarrollo (disparidades socioterritoriales, pobreza, primarización de la economía, endeudamiento externo, retraso tecnológico, etc.) parecen imponer un estilo de crecimiento difícilmente conciliable con la reducción de la demanda de la energía. Esta limitante de objetivos y metas de optimización en la gestión de los recursos, empero, en absoluto impide ejecutar acciones destinadas a mejorar la situación general del aprovechamiento energético.

Para entender el desempeño de Argentina en términos de eficiencia energética, en el Gráfico Nº 23 se presenta una selección de seis casos nacionales de América Latina, incluido el de nuestro país, para el período 1990-2012. Al igual que en el análisis del Capítulo II, el indicador usado para medir eficiencia es el de Intensidad Energética (IE). Lo primero que se observa es la tendencia general descendente, exceptuando a Brasil, estabilizado alrededor del 0,24, y con Colombia en la mejor *performance*, rebajando su IE en casi un 40%. Argentina representa una serie peculiar que se aleja notablemente de los valores modales, con inicio en 0,43 y cierre en 0,28, lo que implica una aceptable disminución de más del 35,%, luego de sufrir un incremento de intensidad energética en un lapso que coincide con la fase recesiva de 1998-2001. Es decir que Argentina no sólo posee niveles superiores a los que sería posible registrar en los exitosos países europeos, en el rango de $IE = [0,05-0,15]$, sino que al efectuar la comparación con estructuras socioeconómicas análogas del continente latinoamericano, con un rango aproximado de $IE = (0,15-0,27]$, sigue exhibiendo valores que configuran una situación anómala de ineficiencia energética.

GRÁFICO Nº 23. *Intensidad energética en seis países de América Latina, 1990-2012.*



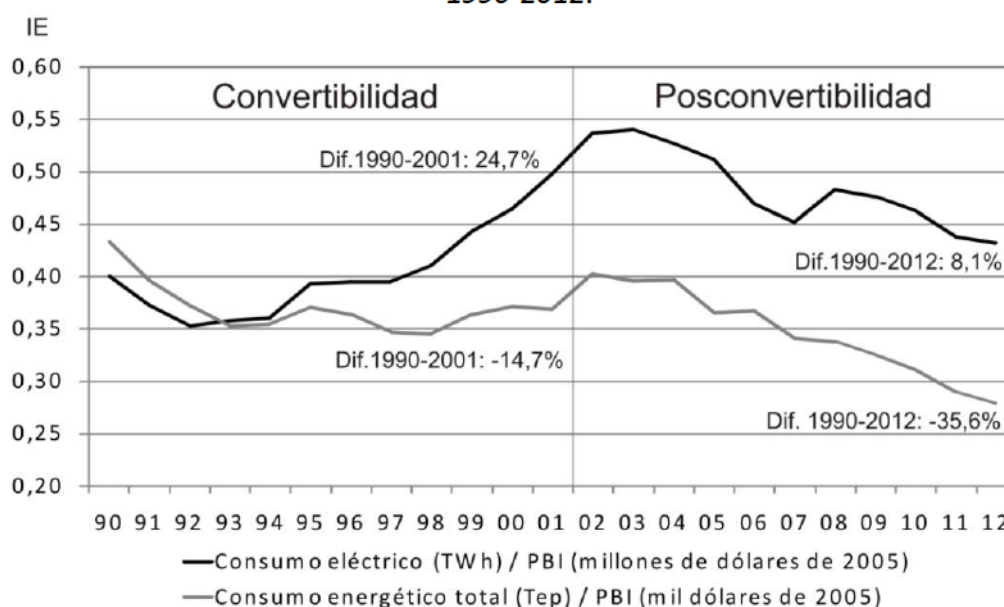
Fuente: elaboración propia con datos de la Agencia Internacional de la Energía (en sitio web).

Si consideramos la especificidad del consumo eléctrico, tal como enseña la gráfica Nº 24, las variaciones de la curva referida al consumo energético total repiten la forma, aunque

en el período analizado no logran todavía revertir el fuerte incremento de los últimos años de los noventa, que producen el pico de la intensidad en relación a dicho componente. En resultado, entre 1990 y 2012, la diferencia porcentual de la intensidad (electro)energética es del 8%, con lo cual podemos inferir que las metas obtenidas en términos de eficiencia global se han originado en otros componentes más efectivos del consumo de la energía.

El elevado punto de partida es, sin dudas, un factor condicionante, pero la búsqueda de la sostenibilidad energética exige mayores esfuerzos para racionalizar la utilización de los recursos y optimizar la relación *energía-desarrollo*.

GRÁFICO Nº 24. *Intensidad Energética e Intensidad Electroenergética en Argentina, 1990-2012.*



4.3.7.2. Incidencia de las medidas de ahorro de la energía

Antes del final de la Convertibilidad, el país poseía en aplicación normas específicas relacionadas con el uso racional y eficiente de la energía. Aunque no se comienza a elaborar una política preventiva en esta materia hasta que los síntomas de la emergencia ponen en riesgo el abastecimiento eléctrico. Así, durante los años de la Posconvertibilidad en que, por las razones antes expuestas, no había sido factible el aumento de la oferta de generación en el corto y mediano plazo desarrollando la infraestructura básica, el Estado tomó la decisión de intentar controlar los niveles de la demanda para evitar el estrangulamiento. Por lo tanto, el sentido de las políticas impulsadas en este rubro, independientemente de los resultados, tiene que ver con la necesidad de ahorro de cuotas de energía en el tiempo inmediato más que con una verdadera estrategia integral de racionalización en el uso de recursos escasos, construida sobre principios de la sostenibilidad.

La política del ahorro energético se postuló como una de las líneas fundamentales del PEN y para su ejecución se formularon diversas medidas y programas.⁹² Esa variedad puede resumirse en cuatro ejes:

⁹² El Secretario de Energía Daniel Cameron exponía en 2003 que el Plan Energético Nacional (2004-2008) “se basa principalmente en la creación de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), en el aumento a las

- a. Administración de las condiciones físico-naturales: el cambio horario aumenta la cantidad de horas del día con iluminación natural, por lo que elimina la necesidad de encender luces durante la noche, y ayuda a reducir los picos de potencia nocturnos. Además, el aumento del consumo en horas de la mañana tiende a ser proporcionalmente menor al ahorro nocturno.
- b. Mecanismos económicos: se han utilizado mecanismos de diversas características, desde la emisión de señales de precios -que puede estimular variaciones en el nivel del consumo, a pesar de la baja elasticidad demanda-precio, hasta regulaciones y controles más inflexibles, en función del tipo de usuario. En el caso de los usuarios residenciales, cuyas tarifas se han ubicado en general bien por debajo de los costos reales, desde 2004 se introdujo un sistema que premia el ahorro y castiga el exceso denominado PUREE (Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica). Para los usuarios productivos, el panorama resultó más heterogéneo. Los aumentos tarifarios pueden inducir por sí el ahorro y la búsqueda de mayor eficiencia energética en los procesos de trabajo, implementando, si resultara factible y conveniente, la autogeneración eléctrica⁹³. En otros casos, el Programa Energía Plus aplicado en 2006 obligó a los grandes usuarios a obtener la porción de energía que exceda el consumo del año base 2005 a precios “plus”, es decir, mayores a los que rigen en el mercado *spot*. De esta forma, se incentivan la autogeneración, la cogeneración y, eventualmente, la reducción voluntaria del consumo eléctrico.
- c. Eficiencia energética: consistiría en la promoción del cambio tecnológico no incentivado por señales económicas (prohibición de comercialización de lámparas incandescentes, canje por lámparas de bajo consumo, etiquetado de eficiencia energética).
- d. Normas de consumo: establecimiento de reglas prácticas de administración de la energía (apagado de luces y otros artefactos en edificios públicos en determinadas bandas horarias, regulación de temperatura de aire acondicionado).

En el Cuadro Nº 12 se consignan los principales programas y medidas de ahorro de la energía diseñados y promovidos desde 2003 en el ámbito nacional, pero no necesariamente ejecutados. En balance, en el contexto de reactivación económica, el sostenido crecimiento de la demanda eléctrica arrasó con los insuficientes intentos de control del consumo, cuyos impactos fueron mínimos o, al menos, muy menores a los esperados. La gestión de la crisis se focalizó prioritariamente en las dificultades de elevación de la oferta y no dio el adecuado respaldo a la instrumentación de programas de uso racional y eficiente de la energía.

En el caso de la clásica medida de ahorro basada en la modificación del huso horario, se presentó una cuestión adicional. La tradicional curva de carga horaria posee el pico de potencia en horas de la noche. Sin embargo, las elevadas temperaturas registradas en los últimos años y el uso masivo de equipos de aire acondicionado, modificaron la curva diaria de carga, produciéndose el pico de potencia, muchas veces, en horas de la tarde, dejando sin efecto la medida. Según informes de la Secretaría de Energía, el impacto de la aplicación del

retenciones petroleras, en una política de ahorro energético y en diversas obras de infraestructura y de generación eléctrica” (en Boletín Energético Nº12, 2003, Año 6).

⁹³ La autogeneración no constituye necesariamente un mecanismo de ahorro de la energía. Reduce el consumo eléctrico proveniente de la red comercial, dejando saldos disponibles para otros usos. Pero nada garantiza que, al ser estimulada por motivos de índole económica del sistema de precios y tarifas del sector, en el balance total se consuma más electricidad autogenerada (forma secundaria) -y/o más combustible (fuente primaria)- a un costo menor que la que se consumiría si los usuarios permanecieran conectados en la red a un costo mayor. En un caso así, nos encontraríamos ante un efecto rebote del estilo indicado en la “paradoja de Jevons”.

cambio horario fue una rebaja inferior al 0,5% (Sitio de la SE). La implementación del PUREE no provocó el impacto deseado, ya que originó más castigados por exceso de consumo que premiados por ahorro. Las cifras publicadas por el ENRE sobre la aplicación del programa en las áreas de concesión de Edenor y Edesur (40% de la demanda del país) entre junio de 2005 y diciembre de 2014 suman 73.168 bonificados contra 142.236 sancionados (Sitio del ENRE). La revisión de balances anuales permite constatar un mantenimiento de la proporción que le corresponde a bonificados y sancionados a lo largo del tiempo, e incluso, cierta tendencia en algunos años a aumentar la inclinación hacia los segundos en detrimento de los primeros, a pesar de haberse endurecido la pauta de premio-castigo a partir de la edición de 2005. En otras palabras, la persistencia de dicho programa, en un contexto de tarifas reales bajas, no implica un aprendizaje e incorporación de hábitos de consumo responsable.

CUADRO Nº 12. *La política de ahorro energético en programas y medidas. 2003-2012.*

Programa o medida	Momento de aplicación	Estado	Ámbito de aplicación
Programa de Ahorro y Eficiencia Energética en Edificios Públicos (PAYEEP)	2003	En estudio	Edificios públicos
Etiquetado de Eficiencia Energética	2004	Finalizado (un año)	Distribuidoras nacionales. Se invita a las provincias.
Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE 2004)	Mayo de 2004	Finalizado (un año)	Distribuidoras nacionales. Se invita a las provincias.
Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE 2005)	Mayo de 2005	En curso	Distribuidoras nacionales. Se invita a las provincias.
Programa Energía Plus	Noviembre de 2006	En curso	Territorio nacional
Plan de Sustitución de Consumo de Gas y/o Energía Eléctrica por Combustibles Alternativos (subprograma del Programa de Energía Total PET)	2007	Finalizado (90 días)	Empresas consumidoras de gas y/o electricidad de todo el territorio nacional
Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE)	Diciembre de 2007	En curso	Territorio nacional
Programa de Alumbrado Público (subprograma PRONUREE)	Diciembre de 2007	En curso	Territorio nacional
Programa de Uso Racional y Eficiencia Energética en Edificios Públicos (PROUREE, subprograma PRONUREE)	Diciembre de 2007	En curso	Edificios públicos del Poder Ejecutivo Nacional
Cambio de Huso Horario	30/12/07 al 16/03/08	Finalizado	Territorio nacional
Programa de Energía Total (prórroga)	01/03/08 al 31/12/08	Finalizado	Territorio nacional
Cambio de Huso Horario	18/10/08 al 15/03/09	Finalizado	Territorio nacional con excepción de algunas provincias
Programa de Energía Total (prórroga)	2009	Finalizado	Territorio nacional

Fuente: elaboración propia con datos del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios; Secretaría de Energía y el ENRE.

Desde comienzos de 2008, se realizaron acciones en el marco del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE) que, aún alejadas de los resultados esperados, en conjunto llegaron a morigerar la demanda de potencia en punta, con una estimación de ahorro acumulado del 3,96% en 2010, y la demanda de energía, con una tasa anual en torno al 0,8% y un acumulado del 2,43% para el mismo año (Iglesias Furfaro, 2012). Cuentan, aquí, el canje masivo de lámparas incandescentes -de alto consumo- por lámparas de tecnologías de bajo consumo, tanto en hogares como en la vía pública⁹⁴; la regulación de temperatura de equipos de aire acondicionado en 24° en edificios públicos y la instalación obligatoria de etiquetas de eficiencia energética en artefactos eléctricos. Debe advertirse, de todos modos, que al momento de medir estadísticamente el impacto del PRONUREE, resulta difícil saber si las variaciones en el consumo de energía son producto de una mayor concientización de la población sobre su uso racional, del cambio tecnológico, o si obedece a otras razones, tales como la incidencia climática, el costo, el nivel de actividad económica, etc. (ADEERA, 2008).

La intención de promover el ahorro y la incorporación de unos hábitos culturales de consumo racional y responsable de la energía quedó presa de las contradicciones originadas en el seno del propio régimen de acumulación, ya que las pretensiones de cuidar la energía escasa se superponen con (i) el mantenimiento de unas tarifas reducidas que no estimulan la limitación de la demanda eléctrica y (ii) la política de dinamización del mercado interno, que cuenta con la adquisición de artefactos eléctricos, incluso, de alto consumo energético, tales como los aparatos de aire acondicionado. De modo que la política explícita de ahorro de la energía choca de lleno contra las políticas explícitas e implícitas de fomento al alto consumo (y, por qué no, del derroche eléctrico), una tensión que informa sobre las preocupaciones de la agenda real y los estrechos márgenes de maniobrabilidad en que la gestión de la crisis va cobrando forma.

Por último, la falta de eficacia del paquete de medidas de racionalización del ahorro conlleva la decisión del ahorro forzoso. Durante los momentos en que la energía no alcanzó a cubrir la demanda, los organismos de gestión ordenador proceder al corte del suministro. Esto sucedió de forma programática, por ejemplo, en 2007, cuando la escasez de la energía llevó a racionar la provisión en establecimientos industriales.⁹⁵ También el Programa Energía Plus contemplaba ordenar reducciones de demanda a pedido de CAMMESA.

4.3.8. Radiografía de la transición: la fosilización de la matriz eléctrica

En el Punto 2.6.2 (Capítulo II), analizamos modelos de trayectorias de transición en el sector eléctrico y anunciamos que Argentina, en contra de las transformaciones impulsadas a nivel global, pertenece al grupo de países que han fosilizado su matriz eléctrica. A lo largo de este cuarto capítulo, demostramos que tanto las reformas estructurales de los noventa como la gestión de la crisis de la etapa de Posconvertibilidad repercutieron en ese sentido de profundización de la dependencia de los hidrocarburos. Este apartado retoma el asunto de la transición electroenergética argentina con un mayor nivel de detalle y expone una síntesis de lo ocurrido en las pasadas cuatro décadas.

El Gráfico Nº 25 muestra la evolución de la participación relativa de las principales tecnologías de generación eléctrica (térmica, hídrica y nuclear) en la potencia instalada total

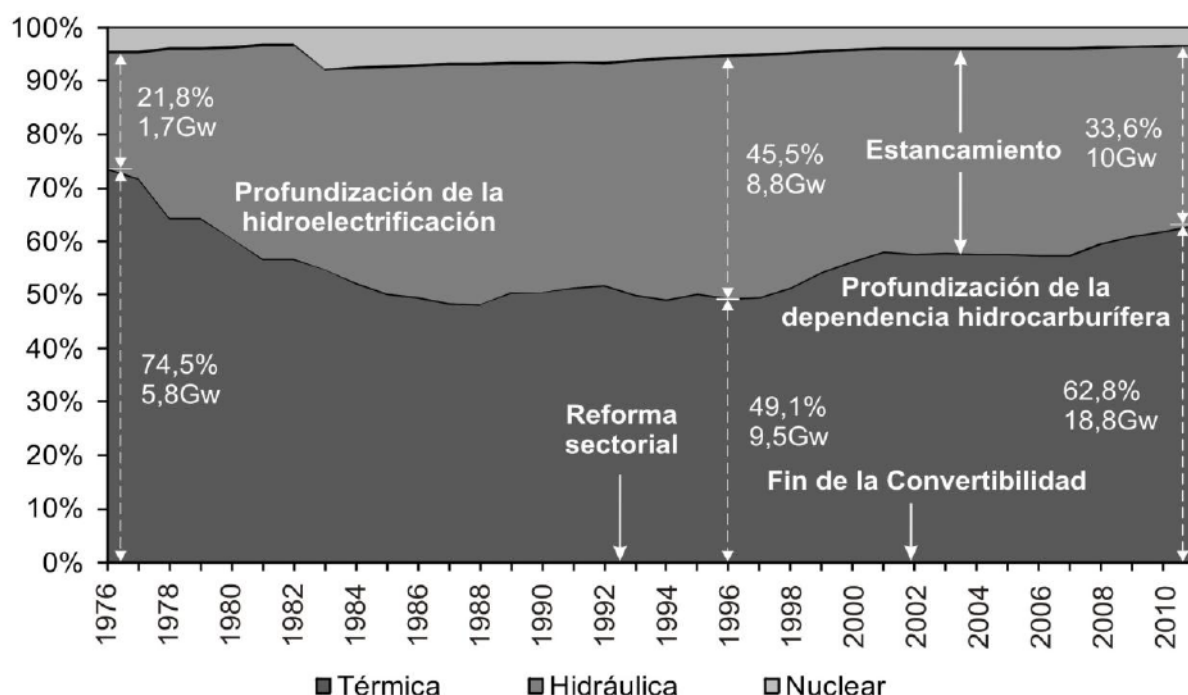
⁹⁴ Según datos del Ministerio de Planificación (en sitio web), desde 2008 hasta marzo de 2014, se entregaron 29,5 millones de lámparas de bajo consumo.

⁹⁵ El Programa Energía Plus también ordenaba reducciones de demanda a pedido de CAMMESA.

del país. Desde la década del setenta y hasta finales de la del ochenta, la termoelectricidad retrocede a paso acelerado para ser sustituida por la entrada en funcionamiento de grandes centrales hidroeléctricas, cuya concreción formaba parte de los objetivos de la planificación formulados desde la década del sesenta (Piccinini, 2011) y que viven su época de esplendor gracias a la “política agresiva” de promoción de ventas que lleva adelante Agua y Energía (en Vivienda, 1971).⁹⁶ Visintini y Bastos (1987) señalan que a mediados de la década del sesenta, cuando la mayor parte del equipamiento eléctrico era de naturaleza térmica, la inversión del sector representaba el 15% de la inversión pública, pero a mediados de la década del setenta la participación subió sustancialmente al 30% en razón de la inversión en obras hidráulicas y nucleares, alcanzando el 32% en 1984. De esos años data la planificación y la construcción de El Chocón-Cerro Colorados, Salto Grande, Alicurá, Corpus, Yacyretá, Atucha I, Embalse, entre otras.

Si bien la generación térmica subió de 5,8Gw en 1976 a un valor cercano a los 11Gw en 1998, en términos relativos pasa de casi el 74% del total de la potencia instalada a mitad de los setentas al 50% en que se estabiliza a mediados de los años ochentas, proporción que mantiene hasta el inicio de la recesión de 1998. Al mismo tiempo, la hidroelectricidad más que duplica su participación porcentual; de menos del 22% del total de la potencia instalada en 1976, llega a representar una proporción máxima del 45% en 1996. Ese pico se debe circunstancialmente a la entrada en servicio de las turbinas de Yacyretá, pero es, sobre todas las cosas, el punto álgido de un fuerte y sostenido crecimiento acumulado que la lleva de 1,7Gw en 1976 a 8,8Gw en 1996.

GRÁFICO Nº 25. *Evolución de la potencia instalada según tipo de generación.*
Argentina, 1976-2011.



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

⁹⁶ El reemplazo de hidrocarburos en la generación de energía eléctrica por fuentes renovables o, al menos, relativamente más abundantes, es un objetivo ya formulado desde los años sesenta (Piccinini, 2011).

Esto significa que en un lapso de veinte años la electricidad originada por utilización de fuentes renovables, que ocupaba una tercera parte de la energía fósil, llega a equiparar el volumen de ésta. Dos importantes proyectos hidráulicos (Piedra del Águila y Yacretá), en cuanto a la magnitud de sus aportes de energía y del impacto en la reducción de los precios de mercado, se concluyen e inauguran en el período que comprende el auge de las reformas estructurales, aunque -a pesar de que representan antecedentes empañados por la falta de transparencia en la gestión pública- no dejan de constituir una herencia de la planificación y de las inversiones del modelo de gestión estatal. El resto de la potencia instalada pertenece al temprano desarrollo que la energía nuclear tuvo en Argentina, que supera el 7% en 1984 al entrar en funcionamiento la Central Embalse. Desde entonces, el desarrollo nuclear se estanca e inicia un ciclo declinante hasta la etapa actual.⁹⁷

Ahora bien, si la estrategia energética del modelo de gestión estatal, con todas sus limitantes estructurales históricas y específicas, hubo logrado encauzar el desarrollo sectorial hacia los objetivos de diversificación de la matriz eléctrica y de minimizar la dependencia de los hidrocarburos, los patrones de inversión y acumulación del capital de la reestructuración sectorial, primero, y la gestión cortoplacista y urgente de la crisis en que se ve sumergido el sector a la salida de la Convertibilidad, después, habrán de anular ese recorrido e invertir la dirección de la transición energética hacia una nueva etapa caracterizada por la fosilización, como tónica dominante del proceso, y un proceso complementario de diversificación de baja intensidad.

En 2001, la potencia instalada de la generación térmica sube del 50% que promedió en 1992-1998 al 58%, y en 2011 vuelve a subir a casi el 63%. En valores absolutos, duplica su cantidad de 9,5Gw a 19Gw en los quince años que van desde 1996 a 2011, incluso teniendo de por medio la fase de paralización que transcurre en 2002-2007. Del lado de la producción hidráulica, por el contrario, sólo se incorpora 1,2Gw de potencia en igual período y reduce su participación al 33% del parque generador. Es decir que el proceso de la refosilización de la matriz “a dos fases” (fase 1998-2002 y fase 2008-actualidad) ha tenido mayor intensidad, en cuanto a la relación entre el tiempo transcurrido y la incorporación de potencia, que la que había logrado la conversión tecnológica de los setentas y ochentas fundada en la explotación de los recursos renovables de las cuencas hidrográficas del país y en una inyección de altas dosis de capital que contaba con el respaldo financiero de las grandes empresas públicas.

Además de ello, en esa regresión de la dependencia a los hidrocarburos existe una diferencia cualitativa de alta relevancia. El ciclo de instalación de termogeneradores de los noventas se basó en la explotación estratégica del gas natural y en el uso de la tecnología de ciclo combinado. A fines de 2002, el gas natural era el combustible utilizado en el 99% de la generación termoeléctrica. Por el contrario, el ciclo de refosilización que se inaugura en 2008 está signado por el declive del gas y el uso de combustibles líquidos importados, más caros y más contaminantes.

Es interesante cotejar la participación de los distintos combustibles con la evolución de la potencia termoeléctrica instalada según tipo de tecnología. Ese análisis demuestra que la tendencia dominante de incorporación de los ciclos combinados, que maximiza el uso del combustible, se ve atravesada por una tendencia opuesta al alto consumo de combustibles que poseen un poder calorífico inferior, inducida por la escasez de gas natural en el mercado interno y por el montaje de usinas de menor rendimiento energético, algunas de las cuales

⁹⁷ El PEN reactivó los trabajos requeridos para la finalización de Atucha II e ingresarla en servicio en 2010, plazo que fue vencido por dilación en las obras y problemas de financiamiento. El último anuncio público ratificó su entrada en funcionamiento para el año 2014.

únicamente funcionan con combustibles líquidos. Ese aumento del consumo se observa aún cuando esas usinas representen porciones menores de la potencia térmica instalada. Esto se ve nítidamente en el caso de la generación diesel, que con el 7% de la potencia instalada del parque térmico, consume el 11% del combustible. La fosilización de la matriz lleva adosada, entonces, una intensificación del “ensuciamiento”. En este sentido se inserta la construcción de la central carboeléctrica de Río Turbio, que planea sumar 240Mw al SADI a partir de 2015.

Otro proceso asociado a la fosilización de la matriz está en la estrategia paliativa de la emergencia de los programas de Generación Distribuida de ENARSA. Los 1.300Mw térmicos de las usinas transportables de baja potencia que se conectaron en distintos nodos de la red, ayudan a superar los escollos del abastecimiento pero, dada la perdurabilidad de la solución, debe aceptarse que el cambio fisonómico de la reticulación ya tendría un carácter estable. A contrapelo de otros procesos de fraccionamiento y de descentralización del segmento de la generación que están tomando trascendencia en el mundo a partir del uso intensivo de las energías renovables no convencionales, el caso argentino se caracteriza por extender el uso de la generación térmica en toda la gama de potencias.

En la línea de las energías renovables tradicionales, en 2008 se licitó la construcción de las dos grandes represas que integrarán el complejo hidroeléctrico del Río Santa Cruz, Central Jorge Cepernic (ex La Barrancosa, 600Mw) y Central Néstor Kirchner (ex Condor Cliff, 1.140Mw), aunque todavía no han tenido principio de ejecución. A estas obras cabe agregar los 637Mw del proyecto hidroeléctrico Chihuido de Neuquén, próximo a licitarse, luego de un primer intento fallido. De no mediar nuevos infortunios, entre las tres sumarían más de 2.300Mw de potencia nominal para finales de la presente década.

Junto al predominio de la fosilización y el ensuciamiento de la matriz eléctrica, se ha empezado a desarrollar un proceso secundario de diversificación de energías primarias. Por un lado, la recuperación del camino avanzado en materia de energía nuclear se plasma en la finalización de las obras de Atucha II, que aportará 692Mw al SADI, y en el nuevo impulso al desarrollo tecnológico nacional de los reactores CAREM (Central Argentina de Elementos Modulares), que prevé la incorporación de otros 175Mw para 2017.⁹⁸ Por el otro, a través de distintos instrumentos; entre los que sobresalen la Ley Nacional Nº 26.190, de fomento para el uso de fuentes renovables en la producción eléctrica, sancionada en 2006, y el Programa GENREN, de 2009, que se enmarca en esa misma legislación; el estado nacional encaró la promoción de los recursos energéticos renovables. En 2009, se licitaron 900Mw del GENREN, de los cuales, en 2012, sólo 100Mw habían empezado sus actividades comerciales (Sitio de ENARSA).⁹⁹ Esta contribución, como dijimos, todavía representa menos del 1% de la potencia instalada en la matriz eléctrica, y se halla bien lejos de las expectativas de sostenibilidad de la Ley Nº 26.190, que estableció alcanzar la meta del 8% de energías renovables en el total del consumo eléctrico nacional en diez años, esto es, en 2016 (Ley Nº 26.190).

Las disparidades de costos que todavía existen entre las diferentes opciones técnicas de generación de electricidad, requieren una fuerte promoción de parte de los organismos públicos y un marco jurídico y regulatorio que garantice la estabilidad necesaria a largo plazo para estimular el flujo de inversiones de la iniciativa privada. Ninguna de estas condiciones compone el escenario en el que se desenvuelve la crisis del sector.

⁹⁸ Los 175Mw corresponden a dos proyectos en curso: la instalación de un prototipo de 25Mw en la localidad bonaerense de Lima, próximo a las centrales Atucha I y II, y la de un módulo más grande, de 150Mw, en la provincia de Formosa (Rocca, 2013).

⁹⁹ Los 900Mw se distribuyen de la siguiente manera: 760Mw de energía eólica, 110Mw de energía térmica con biocombustibles, 20Mw de energía solar y 10Mw de microcentrales hidroeléctricas.

Por lo tanto, en años recientes, el crecimiento de las fuentes de energía alternativas a los hidrocarburos camina a un paso muy lento, que es completamente avasallado por el de los proyectos de generación térmica y que hace de los intentos de diversificación de la matriz eléctrica un fenómeno de impacto marginal para el funcionamiento y el desarrollo del sistema, ligado todavía mayormente al abastecimiento de sistemas aislados. Es decir que la transición energética del sector eléctrico argentino se caracteriza por la coexistencia de la profundización de la dependencia fósil y una diversificación de baja intensidad que no logra revertir el constante aumento relativo de dicha dependencia. A la hora de concretarse los proyectos del GENREN, los proyectos nucleares en curso y otros emprendimientos en base a no convencionales, la red eléctrica argentina estaría readecuando patrones de energización; sobre todo, los de la generación distribuida, absorbida en la actualidad por el torbellino de los equipos diesel que buscan solventar la emergencia del suministro; y podría comenzar su ingreso en una etapa de desarrollo híbrido, mixto, heterogéneo, semejante a la descrita en la tercera configuración del Esquema N° 3. Por lo pronto, la inmadurez de la intensificación en el uso de las fuentes no convencionales y las dilaciones en los proyectos hidroeléctricos de gran escala, asociado a la coyuntura de desgaste del régimen de acumulación de la era posconvertible, dificulta la emisión de un dictamen sobre los objetivos de la diversificación extensiva.

4.3.9. Patrones de desarrollo geográfico de la red eléctrica

El giro de 2002-2003 inaugura una fase crítica perdurable en la que se suceden dos etapas de desarrollo geográfico de la red eléctrica, cada una de las cuales está marcada por orientaciones específicas de gestión de la crisis y por la coexistencia de tendencias opuestas.

En la etapa 2002-2007, el crecimiento de la infraestructura eléctrica, sobre todo, la del segmento de generación, se ve envuelto en una parálisis. Son los años en que se asiste a la paradoja del respaldo de la potencia instalada suficiente gracias a la desproporcionalidad del segmento promovida por la racionalidad competitiva del modelo de gestión energética de los noventa. ¿Qué implicancia geográfica posee la parálisis de la red eléctrica? A medida que aumenta la demanda eléctrica y el techo de la oferta no reacciona, la producción en la red eléctrica también debe acrecentarse. En un primer momento, entonces, son las unidades de generación más eficientes las que cubren la demanda. Después, frente a la imposibilidad de seguir recurriendo a los equipos más activos y/o a la congestión de líneas de transporte, las centrales de reserva son llamadas a despachar cada vez más frecuentemente. De a poco, todos los nodos productivos de la red eléctrica, los competitivos, los menos eficaces y los obsoletos, se ponen en actividad para poder cumplir con el objetivo del abastecimiento.

Al no expandirse significativamente el espacio absoluto de la red que comporta los trabajos específicos de la generación, es el espacio relativo el que tiende a ensancharse de forma exasperada para contener dentro del área de dinamismo central a una gran cantidad de componentes que hasta entonces yacían en los márgenes de la estructuración. En este sentido, la crisis opera sobre la red como un aluvión de fuerzas centrípetas, en relación al uso extensivo de los objetos, que expande su campo gravitacional hasta motivar la inversión del signo del comercio exterior de la energía. Paradójicamente, a causa y consecuencia de una “parálisis”, la red eléctrica se vuelve un espacio intensificado en interacciones nodales.

Pero toda apelación a los componentes técnicos de diversa eficacia que preexisten en la red, y a los enlaces con redes vecinas, tiene sus límites de función, y es indispensable que,

más temprano o más tarde, una nueva ola de producción del espacio-red (reticulación) del sistema técnico venga a resolver la escasez de oferta. Así, el cambio de forma de la red que la construcción de nuevas líneas de transporte empieza a concretar a partir de 2006, mejora el reparto del flujo eléctrico, aliviando la carga de ciertos tramos del sistema que operaban en condiciones de saturación y consiguiendo evacuar hacia zonas importadoras la energía generada por unidades eficientes. La construcción de las nuevas centrales térmicas de alta potencia (por ejemplo, las del FONINVEMEM), la repotenciación de centrales en servicio o la elevación de la cota de Yacyretá, reanudan la expansión de la oferta de generación a partir de 2008. Se trata, aquí, de la creación de nuevos nodos de generación o del refuerzo de los nodos preexistentes.

El predominio de la termoelectricidad en la reactivación del segmento de generación, implicó nuevamente una interacción con la red de gas. Pero esta vez, las localizaciones de los nuevos proyectos y las de las obras de repotenciación se concentraron en la Región Centro del país, respondiendo a las exigencias postergadas en el núcleo de la demanda nacional.

Otra implementación relevante de usinas se debió a la generación distribuida de tipo térmico. Como señalamos en el anterior apartado, el fraccionamiento y la descentralización de la producción de electricidad originaron una multiplicidad de pequeños nodos esparcidos por distintos lugares de la Argentina y conectados a las redes de transporte o de distribución provinciales. El cambio fisonómico de la red es, a la vez, un cambio de densidad de nodos del subsector de la generación. Cuando la operación del sistema al límite lo torna inevitable, el lapso de intensificación y uso extensivo es sucedido por la actual etapa de expansión de los canales de transmisión y de la potencia instalada. No obstante, la creación y la renovación de los nodos de generación no anulan el requerimiento orgánico del sistema de conservar un uso extensivo e intenso de los equipos en función.

En suma, si el rediseño de los mecanismos de capitalización del sector eléctrico de los noventas, una vez concretada la desposesión de las unidades más rentables, dio impulso a un aumento de la desigualdad en el desarrollo geográfico de la red, al punto de que ciertas aglomeraciones nodales estratégicas que concentraron inversiones de gran escala quedaron expuestas a sufrir desvalorización por el desequilibrio en la formación de las subespecies del capital fijo sectorial, la gestión estatal de la crisis energética que se avecina con la salida de la Convertibilidad, luego de un período de readaptación sistémica en el que prácticamente se petrifica el flujo de inversiones en nuevas infraestructuras, actúa en un sentido impuro, dual, conjugando tendencias que denotan la complejidad del proceso. Por un lado, el déficit infraestructural en el transporte eléctrico, una pesada herencia de los objetivos malogrados de la reforma, obliga al estado a encarar obras necesarias para el funcionamiento del SADI que cambian su morfología y optimizan la circulación de la energía. La instalación de usinas de los programas de Generación Distribuida de ENARSA también se alinea con la dispersión geográfica de infraestructuras, a pesar de que esta solución de emergencia atestigüe sobre el uso ineficiente o el desaprovechamiento de los recursos energéticos argentinos. Por otro, la necesidad de generar estímulos para la inversión privada termina retomando la tendencia de concentración de las inversiones en los núcleos tradicionales que consolida la reforma.

4.3.10. Balance de la gestión de la crisis eléctrica

Para cerrar presentaremos de forma ordenada y sintética un balance de los hechos más relevantes en términos del proceso de desarrollo eléctrico que se inaugura en 2002:

- a. El impacto de la estabilización del modo de desarrollo de la Posconvertibilidad desata un conflicto duradero entre concesionarias y poder concedente (estado nacional y estados provinciales) cuyo escenario de litigio se encuentra en tribunales internacionales.
- b. Se mantiene la vigencia del marco regulatorio eléctrico, pero el modelo de gestión pasa a un esquema de intervención regulatoria que alinea el desarrollo del sector con las pautas del régimen de acumulación. El estado recupera un rol en la planificación del sector.
- c. El crecimiento de la potencia instalada de generación se frena abruptamente en 2002 y permanece estancado hasta el año 2007, deteriorando los niveles de reserva y exigiendo el funcionamiento de las máquinas. A partir de 2008, comienza a recomponerse la oferta eléctrica con una serie de acciones que involucran al capital privado y al público.
- d. La parálisis de la oferta, y de las inversiones de mantenimiento y desarrollo del sector en general, pone al sistema eléctrico en estado de emergencia.
- e. La red de transmisión, insuficientemente expandida en los años del modelo de gestión privada, inicia un ciclo de crecimiento en 2005, con aportes del Plan Energético Nacional y de otras fuentes de financiamiento, que logra la construcción y puesta en marcha de importantes líneas que mejoran el funcionamiento y la confiabilidad del suministro.
- f. La estructura de precios relativos del sector se ve alterada por el defasaje cambiario y la política de intervención. El congelamiento tarifario permite valorizar el salario (reducción continua de las tarifas reales); el precio estacional sigue una tendencia de incrementos módicos y el precio de mercado, al absorber costos de generación crecientes, aumenta de manera constante y significativa. La diferencia entre costos de generación que crecen y tarifas que permanecen estancadas es compensada por la implementación de subsidios y otros mecanismos de capitalización de deuda que provocan un grave desequilibrio fiscal.
- g. Se aduce que la intervención, manifiesta en el control de precios por criterios políticos y en la sanción de normas *ad hoc* modificatorias del marco regulatorio vigente; inmersa en un contexto de inflación creciente, insolvencia financiera, falta de acceso al crédito y de escasez de combustibles fósiles; no genera un clima de certezas ni de rentabilidad justa para atraer inversiones de actores privados.
- h. Luego de una pronta recuperación del consumo eléctrico, como consecuencia inmediata de la reactivación económica, la demanda creciente de energía desnuda los problemas estructurales de ineficiencia en el uso de la energía que caracterizan al país.
- i. Se diseña una política de ahorro con medidas y programas específicos que no producen resultados significativos en la contención de la demanda ni en el aprovechamiento de los recursos energéticos.
- j. Se advierten deficiencias de calidad del servicio, con casos verdaderamente conflictivos de interrupción total del suministro por varios días en áreas densamente pobladas.
- k. La urgencia de las necesidades energéticas determina que varias medidas de gestión de la crisis asuman un carácter paliativo (distribución térmica distribuida, racionamientos de la energía, instalación de disyuntores, etc.), pero que, al hacerlo, ganan terreno frente a las soluciones de fondo.
- l. Se profundiza la dependencia hacia los hidrocarburos. Pero, a diferencia de la década de 1990, se recurre cada vez más a la importación de combustibles fósiles.
- m. Las energías renovables no convencionales permanecen en una posición marginal de la matriz eléctrica, debido a los insuficientes esfuerzos de promoción.

La crisis eléctrica de la costa atlántica bonaerense en la Posconvertibilidad: manifestaciones locales del desarrollo eléctrico nacional y tensiones territoriales en torno a la vida de la red

Este último capítulo contiene un estudio de la crisis del sistema eléctrico en la costa atlántica bonaerense. Nos concentramos en el análisis de las manifestaciones locales de un fenómeno que atañe a todo el territorio nacional pero que, de acuerdo con los principios del desarrollo geográfico desigual, no lo hace de la misma forma en cada lugar y región del país ni conduce necesariamente al desenvolvimiento de idénticas tensiones sociales. Las formas históricas, específicas y particulares, del desarrollo localizado del sistema eléctrico, que son el producto emergente de una complejidad determinada por la intersección en el espacio y en el tiempo de procesos de diverso orden, es el tema de atención principal. La escala local permite, ahora, observar las prácticas de territorialización de la red que los actores ejecutan para asegurar sus particulares modos de existencia en el contexto de la crisis energética.

Se intenta demostrar que la costa atlántica representa un caso especial en cuanto a su posición relativa en la configuración de la red eléctrica argentina, un hecho que se debe al excepcional comportamiento energético que le imprime su estructura territorial, y que ello prefigura un cuadro muy sensible a la disfuncionalidad del sistema. En este sentido, vemos al sector eléctrico local inmerso en una «articulación geoeconómica crítica», como la que fue propuesta conceptualmente en el Capítulo III. La profundización de la división territorial del trabajo nacional, formó una configuración geográfica microrregional en la que determinadas relaciones intersectoriales se reproducen de manera tirante y conflictiva.

Es importante poner de relieve que, en el estado de emergencia energética de la fase de Posconvertibilidad, las dificultades inherentes a esta constricción local se confunden con los efectos directamente derivados de la crisis energética. De tal manera que la causalidad de los episodios de disfuncionalidad es atribuida lineal y erróneamente a la crisis, cuando, en verdad, gran parte de estas falencias son también el producto de lidiar regularmente con las limitaciones de capitalización del sector que perviven, incluso, en los momentos de mayor inversión y de modernización tecnológica. Con todo, los impactos de la crisis se comprueban en otros fenómenos que hacen íntegramente al desarrollo eléctrico, que no necesariamente conllevaron la inmediata caída de las funciones del suministro, aunque sí incrementaron la probabilidad de riesgo de desabastecimiento.

La unión de los rasgos generales del modo de desarrollo de la Posconvertibilidad, las pautas localmente internalizadas del régimen de acumulación, las decisiones de gestión del sector eléctrico y la propensión regional al trastorno de las funciones del abastecimiento,

conforman, luego, un escenario muy delicado. Sometido al influjo de las contradicciones que cristalizan a distinto nivel, el sistema eléctrico de la costa atlántica bonaerense subsiste y se reproduce alejado del equilibrio entre los objetivos y las expectativas de quienes lo animan.

5.1. La región turística de la costa atlántica bonaerense

A finales del siglo XIX, la valorización de las playas del litoral marítimo bonaerense por parte de la élite porteña impulsó la creación de los primeros asentamientos turísticos-balnearios de la Argentina: Mar del Plata, Necochea y Miramar (Mantobani, 2004; Juárez y Mantobani, 2006).¹⁰⁰ Los márgenes del sudeste provincial se convertían en el núcleo del país que inauguraba los procesos de urbanización y de desarrollo costero marítimo volcados al usufructo de la actividad turística. Para la década de 1940, ya habían surgido prácticamente todas las localidades balnearias de las alrededores de cuarenta que hoy conforman el paisaje de las costas bonaerenses desde Punta Rasa, extremo sur de la bahía de Samborombón, hasta Pehuen-Co, en el partido de Coronel Rosales. La fundación y el paulatino crecimiento de numerosas localidades balnearias amplió la oferta de destinos para los contingentes que arribaban a la zona durante cada temporada de veraneo y fue el correlato en términos de dinámica territorializadora de la gradual masificación del turismo que la sociedad argentina va experimentando desde mediados de la década de 1940 y que tiene su fase de apogeo en la década de 1970.

La proximidad a la región metropolitana de Buenos Aires, mayor aglomeración urbana del país; la accesibilidad facilitada por la temprana construcción de la infraestructura de transporte automotor, fundamentalmente, de la Ruta Nacional 2; las cualidades físico-ambientales y la preferencia por la opción cultural del turismo de sol y playa, entre otros, son factores que contribuyeron al desarrollo urbano y económico de este sector del litoral marítimo argentino, una vez que las condiciones históricas para la promoción ampliada del turismo estuvieron dadas (Bertoncello, 2006; Furlan y Hernández, 2011). Los cambios en el espacio geográfico, que ocurrieron a veces de una forma vertiginosa, son razón y efecto de la consolidación de una vocación productiva local dentro de la división territorial del trabajo nacional.

La territorialización turística es el proceso particular de territorialización que le dio a la costa atlántica bonaerense¹⁰¹ su carácter geográfico dominante, adquirido en relación a otros proyectos territoriales alternativos con los que mantuvo y mantiene un saldo positivo en la correlación de fuerzas. De acuerdo con la conceptualización del territorio que vimos en el Capítulo III, debe argüirse, entonces: (a) que un grupo de actores logró la más efectiva apropiación espacial y acondicionó porciones estratégicas de dicha geografía litoral en virtud de los requerimientos orgánicos de una producción y reproducción sociales orientada por la lógica específica de la explotación turística; (b) que ese conjunto de actores expresa una constelación de intereses económicos comunes que pueden considerarse de tipo “sectorial”,

¹⁰⁰ En sus orígenes, el proceso de poblamiento del sudeste bonaerense no estuvo vinculado precisamente a la creación de asentamientos turísticos-balnearios, sino a la expansión de la frontera interna, a la defensa de las tierras ganadas al “indio” al sur del Río Salado, y a la radicación de actividades agropecuarias, saladeriles y comerciales. No obstante, a partir del “descubrimiento de las playas” y de la llegada del ferrocarril (a Mar del Plata en 1886, a Necochea en 1894 y a Miramar en 1910) comenzará la acelerada construcción de las “villas turísticas”, que le dará el sello de identidad territorial que conserva hasta el día de hoy.

¹⁰¹ De ahora en adelante, “costa atlántica”.

haciendo la salvedad de (i) que la explotación turística, en rigor, constituye un agregado de rubros (hotelería, gastronomía, transporte, entretenimiento, etc.) que complejiza la trama social que le da sentidos territoriales al espacio, confiriéndole unidad en la diversidad, y (ii) que la alineación de intereses en torno a una misma actividad general no excluye tensiones y conflictos internos ni implica necesariamente acciones coordinadas o en bloque, incluidas entre ellas, las de la apropiación y la producción espacial; c) que la perdurabilidad de las formas espaciales construidas en función de los patrones del desarrollo urbano-turístico y la disponibilidad de espacio litoral natural, contiguo o próximo, susceptible de ser urbanizado y/o explotado turísticamente es el sustrato físico de inúmeros, sucesivos y superpuestos procesos particulares de territorialización que confluyen en la “territorialización del sector turístico”, de manera que, más allá de las fuerzas sociales más o menos organizadas (en empresas y cámaras, asociaciones, sindicatos, órganos de gobierno, etc.) que se movilizan en la promoción y defensa de los intereses sectoriales, el espacio se vuelve una instancia con relativa autonomía de homogeneización (homogénea en tanto resultado, homogeneizadora en tanto factor) del sentido territorial que ponen en juego los actores sociales a través de sus prácticas. Luego, la diseminación profunda de ese carácter geográfico hizo que pueda hablarse de la costa atlántica como de un espacio turístico de escala (micro)regional.

Mar del Plata, ciudad cabecera del Partido de General Pueyrredón, es el destino emblemático de la geografía turística argentina a lo largo de todas las fases del desarrollo turístico nacional hasta la actualidad. Esta posición pudo ser conservada incluso durante la crisis del turismo masivo, que tiene sus primeras manifestaciones a mediados de la década de 1970 y golpea duramente a las economías turísticas locales durante la década de 1990. Empero, la primacía indiscutida que tuvo en el transcurso del siglo pasado como localidad dedicada al turismo, estuvo acompañada de fuerzas complementarias y simultáneas de crecimiento urbano propulsadas por la diversificación de su estructura productiva. A partir del desarrollo de actividades económicas ligadas al sector portuario-pesquero, a la industria liviana y al sector de servicios; que impulsó, a su vez, la radicación de establecimientos de servicios públicos de alcance regional (hospital, universidad, etc.); Mar del Plata tomó la fisonomía y la complejidad de un centro urbano multifuncional (Dadón y Matteucci, 2006) y escaló hasta ubicarse entre las ciudades más pobladas del país¹⁰². En menor medida, un esquema de diversificación productiva semejante se replicó en la urbanización del partido de Necochea con el despliegue de las actividades ligadas al puerto de Quequén.

La intensidad del crecimiento de la ciudad de Mar del Plata es un factor que se asocia tanto al auge del turismo como a la pérdida de aquellos veraneantes que buscan un lugar de recreación y descanso donde imperen la naturalidad y la calma, atributos que el grado de urbanización y el frenético desenvolvimiento de las temporadas marplatenses ya no pueden ofrecerle. Por otra parte, la capacidad de alojamiento y de los servicios turísticos de Mar del Plata tiende a verse desbordada por el propio éxito de la alta demanda estival. De a poco, se forman excedentes de la demanda que afianzan corrientes del mercado de la consumición turística corriéndose hacia destinos alternativos de la zona.

A medida que la costa atlántica crece y se afirma como una pujante región turística, va produciéndose una redistribución del flujo de turistas que retrae la fuerte concentración que exhibía Mar del Plata, en favor de un aumento de la captación que van logrando ciertas ciudades de menor rango. Esta dinámica expansiva consolida el otro gran eje competitivo del

¹⁰² Según datos extraídos de los censos nacionales de población, el aglomerado urbano de Mar del Plata ocupó en 1947 la octava posición en cantidad de habitantes y escala y se mantiene en el séptimo lugar desde 1960 (Sitio del INDEC).

desarrollo urbano-turístico del litoral marítimo bonaerense, la “costa atlántica norte”, franja en la que se emplazan las localidades balnearias de los actuales partidos de la Costa, Pinamar y Villa Gesell¹⁰³: San Clemente del Tuyú, Santa Teresita, Mar del Tuyú, Costa del Este, La Lucila del Mar, San Bernardo, Mar de Ajó, Pinamar, Ostende, Cariló, Villa Gesell, Mar de las Pampas, Mar Azul, entre otras. En las localidades balnearias de este sector costero se conformó una matriz monoprodutiva de la actividad turística, es decir, con prescindencia de actividades no relacionadas al turismo (Mantero, 2007). Un factor de la competitividad lo explica la externalidad positiva que constituyó el hecho de que el acceso mayoritario a este sector se realizara aprovechando la misma infraestructura automotora -Ruta Nacional 2- que había permitido el gran despegue del eje tradicional del sudeste (Mar del Plata, Necochea y Miramar), a lo que debe sumarse la ulterior pavimentación de ciertas rutas perpendiculares a la costa y de la Ruta Provincial 11 (Ruta Interbalnearia). En la década de 1980, la costa norte en su conjunto equipará y, luego, superará a Mar del Plata en cuanto al volumen de la afluencia turística (Bertoncello, 1993).

El escenario turístico de la costa atlántica se completa con la presencia de localidades balnearias menores desparramadas en la “costa atlántica sudoeste”, al sur de Necochea y hasta Pehuen-Co (Orense, Reta, Marisol, etc.), y en determinados intersticios del sector sudeste (Balneario Parque Mar Chiquita, Santa Clara del Mar, Mar de Cobo, Arenas Verdes, etc.). Algunos asentamientos, como Monte Hermoso¹⁰⁴ y Claromecó, se han conformado en polos del turismo zonal -sobre todo, acogiendo visitantes del área de Bahía Blanca- y han venido mostrando una proyección creciente en el mercado turístico nacional. Aunque, si se los considera en la perspectiva de regionalización urbano-turística, estos balnearios todavía representan, por lo general, espacios de desarrollo incipiente, localizados en partidos con base económica preponderantemente agraria, carentes de una adecuada infraestructura de servicios y de equipamiento para la atención del turista y/o débilmente conectados con los centros emisores por las deficiencias estructurales del sistema de transporte.

Si se contabilizan los valores de población por partido de la costa atlántica¹⁰⁵, la región tiene una población que supera el millón de habitantes estables. El Cuadro Nº 13 muestra la distribución de esa población según datos extraídos del Censo Nacional 2010. Sobresale el claro predominio de la ciudad de Mar del Plata como principal centro urbano regional, con alrededor del 96% de la población del Partido de General Pueyrredón (CITAB, 2012) y más de la mitad del total poblacional de la costa atlántica (agrupamiento de trece partidos desde el municipio de La Costa a Coronel Rosales). Si ahora nos limitamos a analizar la distribución de la población regional en función de su pertenencia a los asentamientos turísticos, destacan tres aspectos básicos: (i) la población de la franja costera representa más del 80% de la de los partidos que componen la costa atlántica; (ii) la concentración de casi la totalidad de la población (99%) de los asentamientos turísticos-balnearios en seis de los trece partidos, los tres de la costa norte y tres de la costa sudeste, y, en contrapartida, el bajo peso relativo que tiene la urbanización turística en el sudoeste y en los intersticios del

¹⁰³ Estos tres partidos resultaron de escisiones de los partidos de General Lavalle y General Madariaga producidas en 1978. El desprendimiento territorial expresó la maduración autonomista del desarrollo urbano-turístico y la readaptación de los requerimientos orgánicos e institucionales, que resultaban divergentes en relación con las orientaciones del proyecto tradicional de desarrollo productivo basado en la explotación rural. Este proceso dio lugar a la creación de la figura de los “municipios urbanos” de la costa atlántica.

¹⁰⁴ El caso de Monte Hermoso es similar al de la municipalización de los partidos de la costa norte. En 1979, se crea el municipio urbano de Monte Hermoso sobre tierras pertenecientes al Partido de Coronel Dorrego.

¹⁰⁵ Es decir, considerando también las localidades no balnearias de los partidos costeros, con independencia de si la vida económica de tales poblaciones se encuentra ligada al funcionamiento de la economía turística.

sudeste (1%), y (iii) una mayor relevancia de la ciudad de Mar del Plata, con el 58% de la población regional y un 70% de la población agrupada en los principales asentamientos urbanos-turísticos.

CUADRO Nº 13. *Distribución de la población de la costa atlántica. Año 2010.*

Sector	Partido	Cantidad de población	%		Población de asentamientos urbano-turísticos	%	
			Por partido	Por sector		Por partido	Por sector
Costa norte	La Costa	70.214	6,55	11,95	70.214	7,96	14,48
	Pinamar	25.728	2,42		25.728	2,92	
	Villa Gesell	31.730	2,98		31.730	3,60	
Costa sudeste	Mar Chiquita	21.279	2,00	73,94	-	-	84,66
	Gral. Pueyrredón	618.989	58,22		618.989	70,22	
	Gral. Alvarado	35.397	3,33		35.397	4,01	
	Lobería	17.523	1,65		-	-	
	Necochea	92.933	8,74		92.933	10,43	
Costa sudoeste	San Cayetano	8.399	0,79	14,11	-	-	0,74
	Tres Arroyos	57.110	5,37		-	-	
	Cnel. Dorrego	15.825	1,49		-	-	
	Monte Hermoso	6.499	0,61		6.499	0,74	
	Cnel. Rosales	62.152	5,85		-	-	
Total		1.063.197	100	100	881.490	100	100

En relación con la disponibilidad de datos estadísticos, se consideran en los cálculos: a) los totales de población por partido de la costa norte y en Monte Hermoso (cuatro partidos con urbanización esencialmente turística), b) los totales de población para los partidos de General Pueyrredón y de Necochea (partidos con urbanización de base productiva diversificada en los que la actividad turística resulta considerable o predominante y la vida económica de la población de las localidades internas no balnearias es directa o indirectamente dependiente del desarrollo turístico) y c) los subtotales de población por localidades balnearias en los casos de General Alvarado (partido con base productiva relativamente diversificada en el que la actividad rural de ciertas localidades presenta un dinamismo autónomo respecto del desarrollo urbano-turístico) y los sectores en que la territorialización turística es marginal y/o se halla subordinada a la estructura resultante de la producción agraria (partidos de Mar Chiquita, Lobería, San Cayetano, Tres Arroyos, Coronel Dorrego y Coronel Rosales).

Fuente: elaboración propia con datos del Censos Nacional 2010 (INDEC, 2010).

La región de la costa atlántica se inserta en la estructura geoeconómica argentina como el recinto turístico más relevante de los desplazamientos internos. En el relevamiento mensual de pernoctaciones del año 2012 de la Encuesta de Ocupación Hotelera (EOH, 2012), puede verificarse que la costa atlántica es la región turística más concurrida del país.¹⁰⁶ En los meses de máximo movimiento turístico, enero y febrero, también es la región que recibe la mayor cantidad de visitantes, con alrededor del 30% del caudal nacional (ver Cuadro Nº 14). Que la temporada alta del turismo interno se localice en la época estival es producto del cruce de dos temporalidades; la de la organización anual de los procesos de trabajo, que ubica el período más extenso de descanso entre los meses de diciembre y marzo, y la de la marcada estacionalidad que presenta la configuración climática en gran parte del territorio argentino -comportamiento climático que comparte la costa atlántica-, que restringe el goce

¹⁰⁶ En verdad, el acumulado anual de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) es superior al de la costa atlántica, 11.409.268 contra 8.397.614. Sin embargo, en el valor de la primera se confunden las pernoctaciones por motivos de ocio con la gran proporción de pernoctaciones que en dicha ciudad se realizan por otras razones (trabajo y negocios, trámites, visita a parientes, etc.).

de las prácticas turísticas de sol y playa al período de verano. Por lo tanto, aunque ciertos espacios, como la ciudad de Mar del Plata, poseen una oferta diversificada de servicios que le permiten atender visitantes durante todo el año, la costa atlántica se caracteriza por una fuerte estacionalidad de la actividad turística. Vale decir, además, que las puntuaciones de ocupación de la costa atlántica en enero y febrero son por mucho las más elevadas que una región turística argentina alcanza en un mes. La medida de la estacionalidad se comprueba en los valores del coeficiente de variación (CV), indiscutiblemente más abultado en la costa atlántica que en el resto de las regiones (ver Cuadro Nº 14).

CUADRO Nº 14. *Pernoctaciones en establecimientos hoteleros y parahoteleros (Enero y Febrero de 2012) y coeficiente de variación por regiones turísticas de Argentina (2012).*

Región	Enero (a)	Febrero (b)	(a+b)%	CV**
Costa Atlántica*	1.954.712	1.569.464	30,14%	73%
Centro	1.167.718	937.131	18,00%	56%
CABA	930.035	853.898	15,26%	8%
Patagonia	915.211	711.766	13,92%	31%
Litoral	586.139	577.195	9,95%	14%
Cuyo	427.414	394.832	7,03%	15%
Norte	361.584	305.754	5,71%	26%
Total	6.342.813	5.349.040	100%	26%

*El relevamiento de la EOH no se realiza precisamente sobre la “costa atlántica”, sino en la “Región Buenos Aires”, que corresponde a las localidades de Mar del Plata, Villa Gesell, Pinamar, Tandil y Bahía Blanca. Las tres primeras pertenecen a la costa atlántica y, según datos de 2012, explican más del 93% de las pernoctaciones de la Región Buenos Aires. Bahía Blanca se ubicaría en un punto extremo del sector sudoeste de la costa atlántica, aunque no es contemplada en nuestra descripción territorial de la región debido a su vocación prioritariamente industrial. Su participación es de un escaso 2,2%. La ciudad de Tandil es una localidad serrana del sudeste bonaerense que no pertenece a la costa atlántica y participa con un 4,3% de las pernoctaciones en la Región Buenos Aires. Por lo tanto, aún sustrayendo las cantidades de estas dos unidades, el valor absoluto de la costa atlántica permanecería firme en el primer lugar. Por otra parte, para un mayor ajuste de la representatividad de los valores globales debería tenerse en cuenta que, aún basándose en las tres urbanizaciones turísticas más importantes de la costa atlántica, el relevamiento deja por fuera a una gran cantidad de localidades balnearias.

** Se calcula el coeficiente de cada región mediante la fórmula $CV = \text{desviación estándar} / \text{media aritmética}$, en base a los valores de pernoctaciones de los doce meses del año.

Fuente: elaboración propia con datos de la Encuesta de Ocupación Hotelera 2012.

El Cuadro Nº 15 permite ver la distribución interna del enorme flujo de turistas que recibe la costa atlántica a partir de los registros de enero de 2012. La mayor proporción por asentamiento le cabe a la ciudad de Mar del Plata con un 26%. Si se suman a ésta los valores de los espacios de la costa norte, la proporción asciende al 78%. Y si se adicionan los de los demás destinos principales de la costa sudeste, se alcanza una participación superior al 87%. Es evidente la fuerte concentración de los turistas en los sectores norte y sudeste de región. Un caso excepcional lo representa Monte Hermoso, que, con el bajo nivel de urbanización (muy inferior al 1% de la región), capta un significativo 5% del turismo de la región. Acerca de la distribución del flujo en el tiempo, según estimaciones del Ente Municipal de Turismo de Mar del Plata, el promedio de turistas estables diarios en enero de 2010 en dicha ciudad fue de 320.000, con picos cercanos a los 400.000, y un promedio levemente superior, con picos en el orden de los 450.000, albergaría la costa norte (Lic. Leandro Laffan, com. pers., 2010). Por lo tanto, la población local estable, de una significativa magnitud para la realidad demográfica del país, llega casi a duplicarse en un breve período vacacional.

CUADRO Nº 15. *Turistas de la costa atlántica por agrupamiento de localidades. Enero, 2012.*

Agrupamiento espacial	Cantidad De turistas	Participación porcentual	Participación porcentual acumulada
Mar del Plata	1.300.000	26%	26%
La Costa	1.000.000	20%	46%
Villa Gesell	800.000	16%	62%
Pinamar	800.000	16%	78%
Mar Chiquita y Necochea	300.000	6%	84%
Miramar	160.000	3,2%	87,2%
Monte Hermoso	250.000	5%	92,2%
Orense, Claromecó y Reta	50.000	1%	93,2%
Resto	340.000	6,8%	100%
Total	5.000.000	100%	-

Fuente: elaboración propia con datos de Ámbito (2012).

A través de los indicadores de población y de turismo, ambos indicadores indirectos del grado de urbanización, se comprueba la desigualdad intrarregional del desarrollo de la base material sobre la que acontece el hecho turístico en la costa atlántica bonaerense. Por regla general: la costa norte y la costa sudeste como el área de la concentración geográfica del turismo y la costa sudoeste y los intersticios del sudeste como el área de la dispersión geográfica del turismo. Además de informar sobre las características de la producción local del espacio, esta división sirve como criterio metodológico para facilitar la homologación de datos y aseveraciones provenientes de los organismos del sector energético, dado que en las delimitaciones geográficas de zonas eléctricas que éstos efectúan es usual que se conciba a la “costa atlántica” de modo equivalente a lo que aquí hemos calificado como el “área de concentración geográfica del desarrollo urbano-turístico”.¹⁰⁷ Por lo tanto, la microrregión de la costa atlántica que tomaremos como referente del análisis empírico estará representada básicamente por el conjunto de localidades de los seis partidos que congregan las mayores multitudes de población estable y turistas, tres de la costa norte (La costa, Pinamar y Villa Gesell) y tres de la costa sudeste (General Pueyrredón, General Alvarado, Necochea). Esta decisión, reiteramos, se funda en razones metodológicas y no en una delimitación exacta del área de expansión del fenómeno de territorialización turística, lo cual significa que mucho de lo que se comente y concluya acerca del problema regional será transferible a la realidad de las secciones excluidas o que le adjudicamos una consideración secundaria. Sí, en cambio, es de interés superlativo el hecho de que una territorialización urbano-turística, como la que se verifica en la costa atlántica -es decir, de principal orden a nivel nacional-, determina una dinámica regional dominante en el uso social del espacio que condiciona el funcionamiento y el desarrollo del sector eléctrico.

¹⁰⁷ Esta tarea, no obstante, tiene rotundos límites metodológicos. En el caso de la aglomeración multifuncional de Mar del Plata, por ejemplo, es inevitable que en los relevamientos de datos que dan lugar a las estadísticas oficiales de los distintos rubros se filtren subespacios y/o usuarios no asociados directamente con el proyecto territorial dominante del desarrollo geográfico, algo que no genera preocupaciones en asentamientos turísticos “puros” como Pinamar o Villa Gesell.

MAPA Nº 2. La microrregión de la costa atlántica bonaerense: sus principales asentamientos turísticos-balnearios.



Fuente: elaboración propia.

5.2. La composición empresarial e institucional del sector eléctrico local

Con el avance de la década de los noventa se irán llevando a cabo las reformas del sector eléctrico en las trece jurisdicciones provinciales que adhirieron al proyecto político de la liberalización del mercado. El turno de la Provincia de Buenos Aires llega en 1996, con la sanción de la Ley Nº 11.769, que establece el nuevo marco regulatorio eléctrico provincial y ordena el proceso de reestructuración sobre bases idénticas a las que se adoptaron en la legislación nacional. Es el puntapié para la recreación de las unidades territoriales en la red eléctrica provincial que expresarán aspiraciones e intereses de los actores que participarán de la reforma sectorial. Para ese entonces, anticipando la división de tareas que impondría la reforma, las actividades técnico-productivas se encontraban en manos de la Empresa Social de Energía de la Provincia de Buenos Aires Sociedad Anónima (ESEBA S.A.), conformada en 1990, y las funciones de administración eran competencia del Ente Provincial Regulador Energético (EPRE), creado como entidad autárquica en 1993, que sustituía a la Dirección de

Energía de la Provincia de Buenos Aires (DEBA), en actuación desde 1956 y responsable de todas las actividades de gestión de la energía eléctrica en el ámbito de la provincia (Sitio de OCEBA). La vigencia del EPRE se interrumpió en 1999, cuando fue suprimido para restituir la Dirección Provincial de Energía (DPE-exDEBA), encomendándole las atribuciones del disuelto organismo, pero manteniéndola al margen del rol empresario que había ocupado un tiempo atrás (Ucin, 2005). La Ley Nº 11.769 también creó el Organismo de Control de la Energía de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA), encargándole el control y la fiscalización del servicio público, con especial énfasis en las actividades de distribución. La privatización de la ESEBA fue aprobada en 1996, con la sanción de la Ley Nº 11.771, y la constitución de las distintas unidades de operación independientes se ordenó mediante el Decreto Nº 106 en el mes de enero del siguiente año.

Para la actividad de distribución eléctrica, el territorio provincial fue dividido en tres zonas y se constituyó un oligopolio de concesionarias que tomaron posesión del servicio en junio de 1997; Empresa Distribuidora de Energía Norte (EDEN S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Sur (EDES S.A.) y Empresa Distribuidora de Energía Atlántica (EDEA S.A.). El área de “concentración geográfica del desarrollo urbano-turístico de la costa atlántica” -y de la gran mayoría de localidades de la microrregión- cayó dentro del área de concesión de EDEA, mientras que tres partidos del litoral sudoeste se asignaron a la concesión de EDES. Por las razones de diferenciación interna que expusimos en el anterior apartado, nuestro interés se deposita en la primera de estas unidades. La EDEA fue adjudicada a la Inversora Eléctrica de Buenos Aires (IEBA S.A.), que pagó una suma de 404 millones de pesos-dólares para hacerse del 90% del paquete accionario, reservándose el 10% restante al Programa de Participación Accionaria del Personal (PPAP). Originalmente, un 55% de IEBA fue poseído por el consorcio Buenos Aires Energy Company (BAECO S.A.); compuesto por los grupos Camuzzi, Citicorp y Loma Negra; y un 45% por la inglesa United Utilities (Clarín, 22/04/97). Al poco tiempo, Citicorp y Loma Negra vendieron sus tenencias en BAECO a Camuzzi. En 2005, luego de una dilatada operación de compra-venta de las acciones de United Utilities, iniciado en 2003 a raíz de los trastornos generados por la salida de la Convertibilidad, Camuzzi pasó a detentar el 100% de la IEBA (Azpiazu y Bonofiglio, 2006). Así, la multinacional Camuzzi con sede en Luxemburgo, participante en varias empresas del sector energético argentino, se adueñó de EDEA.¹⁰⁸

Con el patrimonio de transmisión de ESEBA se constituye la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires (Transba S.A.) para ser licitada como una única unidad de negocios. En 1997, Transba es concedida a la empresa Transener (90% del capital social, 10% pertenece al PPAP), la transportista nacional adquirida por la Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica (Citelec S.A.) en el año 1993.¹⁰⁹

¹⁰⁸ Camuzzi Argentina es el mayor distribuidor de gas natural del país (por medio de Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur cubre el 30% de la demanda en el 45% del territorio nacional). En el sector eléctrico, además de ser propietario de EDEA, participa en Transpa y en EdERSA. También es controlante de Aguas de Balcarce y Aguas de Laprida. Camuzzi Argentina es subsidiaria de Camuzzi Gasometri S.p.A., una filial del Ente Nazionale per l'Energie Elettrica Societa per Azioni (ENEL S.p.A.), empresa pública italiana con participación directa del Ministerio de Economía y Finanzas e indirecta a través de la Caja de Depósitos y Préstamos (Sitio de Transnationale). ENEL es la compañía eléctrica más importante de Italia y la segunda de Europa, desarrolla actividades en el sector gasífero y tiene presencia en 23 países con una capacidad instalada de 96.000MW y un plantel de unos 82.000 empleados (Sitio de ENEL). En 2007, adquirió la mayoría del capital accionario de la española Endesa, presente en el sector eléctrico argentino a través de Central Dock Sud, Central Costanera, Central El Chocón, la transportista Yacylec y la distribuidora nacional Edesur (Sitio de ENDESA).

¹⁰⁹ A la hora de la adjudicarse Transener, el consorcio Citelec estaba compuesto por: Duke Energy, Eléctrica del Plata, Energy Transener, National Grid, Sade, Inter Río y The Argentine Investment Company (Decreto Nº

Las funciones de Transba son la operación y el mantenimiento de las líneas de alta tensión de todo el territorio provincial (a excepción de las áreas de la provincia bajo prestación del servicio de las distribuidoras nacionales), básicamente, en 132kv, aunque en su red también existen algunos pocos tramos en 66kv y 220kv. En especial, nos interesa el funcionamiento de las líneas que interconectan a la costa atlántica con el SADI.

En el caso de la generación eléctrica, ESEBA poseía un conjunto de cinco centrales térmicas emplazadas en distintos puntos estratégicos del litoral bonaerense: Central Piedra Buena (Ingeniero White-Bahía Blanca), Central Necochea, Central 9 de Julio (Mar del Plata), Central Mar de Ajó y Central Villa Gesell. La fragmentación originó dos unidades de negocio independientes: Central Piedra Buena, con una potencia nominal de 620Mw, y Centrales de la Costa Atlántica, en la que se ofertaba la adjudicación en bloque de las cuatro restantes por una potencia nominal total de 420Mw. Habiéndose convocado a licitación pública en dos oportunidades, la única sociedad de generación que resultó ser privatizada fue la constituida por la potente central bahiense, siendo absorbida por el consorcio SODIGEM S.A. (Camuzzi, Citicorp y Pacific Enterprises). Debido a la insuficiente valoración económica que se tuvo de las centrales de la costa, no se presentaron ofertas (Decreto Nº 2.261/97). Las centrales permanecieron en poder del estado provincial, bajo titularidad de ESEBA, hasta que ésta fue liquidada finalmente en el año 2000 y la tenencia del capital accionario pasó al Ministerio de Obras y Servicios Públicos (Decreto Nº 2.942/00). En septiembre de 2001, a poco de concluir la vida de la Convertibilidad, empezaron las actividades de generación con la denominación definitiva de Centrales de la Costa Atlántica S.A. (sitio de CCA).

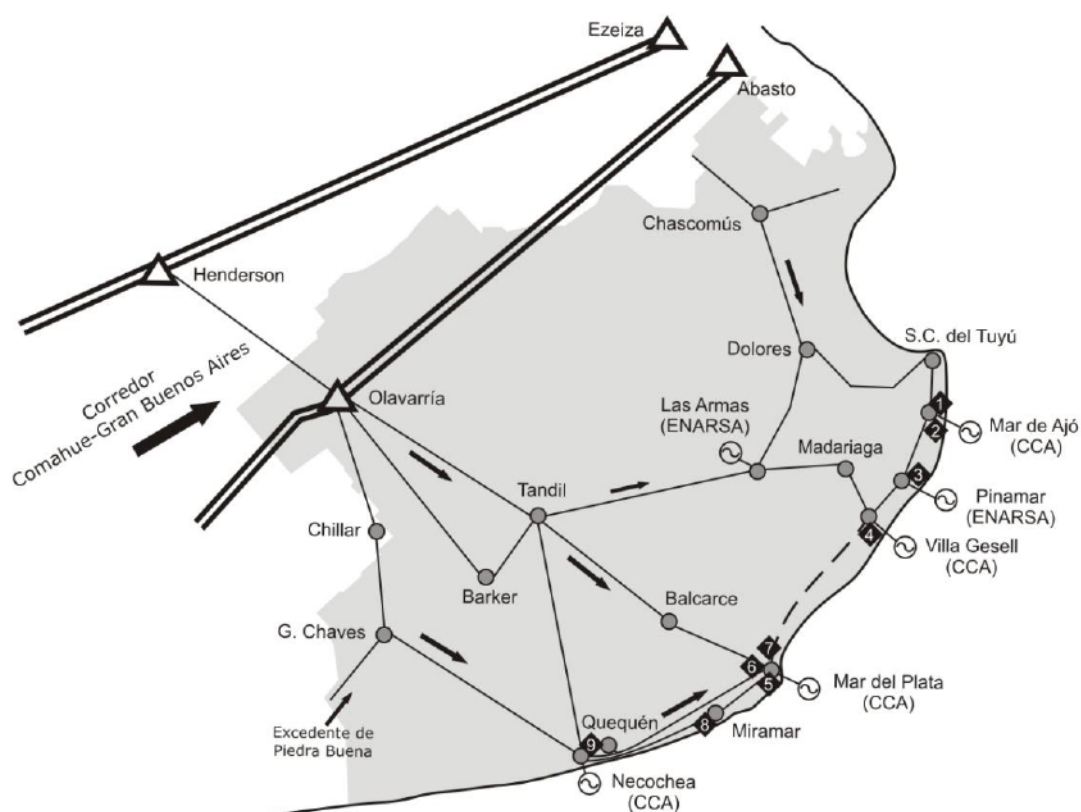
En el interior de la provincia, a los actores surgidos de la reforma sectorial se sumaba la presencia de unos actores fundamentales en la electrificación de los territorios locales: las cooperativas eléctricas. En los trece partidos que integran la costa atlántica en la contigüidad espacial que va desde La Costa hasta Coronel Rosales, se encuentran en actividad un total de veintisiete cooperativas (calificadas como distribuidoras municipales o subdistribuidoras), algunas de las cuales operan el servicio desde la década de 1930. Si solamente tenemos en cuenta las cooperativas con incidencia directa en el área de concentración geográfica del desarrollo urbano-turístico, el número de éstas se reduciría a nueve: cuatro del sector norte (Mar de Ajó, San Bernardo, Pinamar y Villa Gesell) y cinco del sudeste (Mar del Plata, Laguna de los Padres, Pueblo Camet, Mar del Sud y Necochea).¹¹⁰

Bien avanzada la etapa de emergencia energética de la Posconvertibilidad, ENARSA ingresa como un nuevo agente del sector eléctrico. A través de los programas de Generación Distribuida y Generación Móvil, ENARSA instaló varias usinas térmicas transportables de baja y mediana potencia en distintos puntos críticos de la red local. La pervivencia del estado de emergencia y la continuidad de las políticas de gestión de la crisis, conformaron a ENARSA en un agente de considerable actuación en la producción eléctrica de la costa atlántica.

1501/93). Pero la evolución de la propiedad de Citelec siguió un curso dinámico, destacándose el tramo en que Petrobras ejerció el control de forma ilícita (la legislación establece que un grupo que interviene en generación eléctrica, como era el caso de Petrobras, no puede controlar una transportista) hasta que el conflicto concluyó en 2007 con la venta de sus acciones a Enarsa y a Electroingeniería. En la composición actual, Citelec continúa controlando Transener con el 51% del capital social, integrado, a su vez, en un 50% por el Grupo Dolphin y el otro 50% en partes iguales por Enarsa y Electroingeniería.

¹¹⁰ Un caso excepcional del sudoeste, por su grado de turistificación, lo representa la cooperativa eléctrica de Monte Hermoso, en el partido homónimo. Otras cooperativas que sirven en la franja costera y/o en sectores ligados marginalmente al turismo son las de Orense, Tres Arroyos, Claromecó y Copetonas en el partido de Tres Arroyos o las de Coronel Dorrego y Orense en el partido de Coronel Dorrego.

MAPA Nº 3. El sistema eléctrico en la costa atlántica bonaerense.



REFERENCIAS

- Línea 132kv (Transba)
- Línea 500kv (Transener)
- ➔ Sentido típico del flujo
- ⊙ Generador
- Área de concesión de EDEA

- 1 Cooperativa de Mar de Ajó (CLYFEMA)
- 2 Cooperativa de San Bernardo (CESOP)
- 3 Cooperativa de Pinamar (CALP)
- 4 Cooperativa de Villa Gesell (CEVIGE)
- 5 Cooperativa de Mar del Plata
- 6 Cooperativa de Colonia Laguna de los Padres
- 7 Cooperativa de Pueblo Camet
- 8 Cooperativa de Mar del Sud
- 9 Usina Popular de Necochea (UPC)

Usuarios de EDEA	Usuarios de Cooperativas	Grandes Usuarios del MEM	TOTAL 2012
408.053 (70%)	175.073 (30%)	32 (0,01%)	583.158

Fuente: elaboración propia. Datos de cantidad de usuarios de Secretaría de Energía (2013).

5.3. Condiciones regionales de valorización económica en la red eléctrica

La costa atlántica constituye el principal espacio del turismo interno en Argentina. El reconocimiento de las actividades productivas y funciones predominantes resultantes de la división territorial del trabajo es fundamental para entender el comportamiento energético regular de la costa atlántica y, a partir de éste, inferir las condiciones territoriales en las que se lleva a cabo la valorización del capital en cada uno de los segmentos del sector eléctrico. Pero como el capital no opera en aislamiento sino en relación con otros capitales, las reales condiciones de valorización sólo terminan de hacerse inteligibles en una visión analítica del conjunto integral de los arreglos territoriales que integran -en este caso- el tejido productivo nacional. De lo último es posible obtener una calificación sintética de la posición relativa que

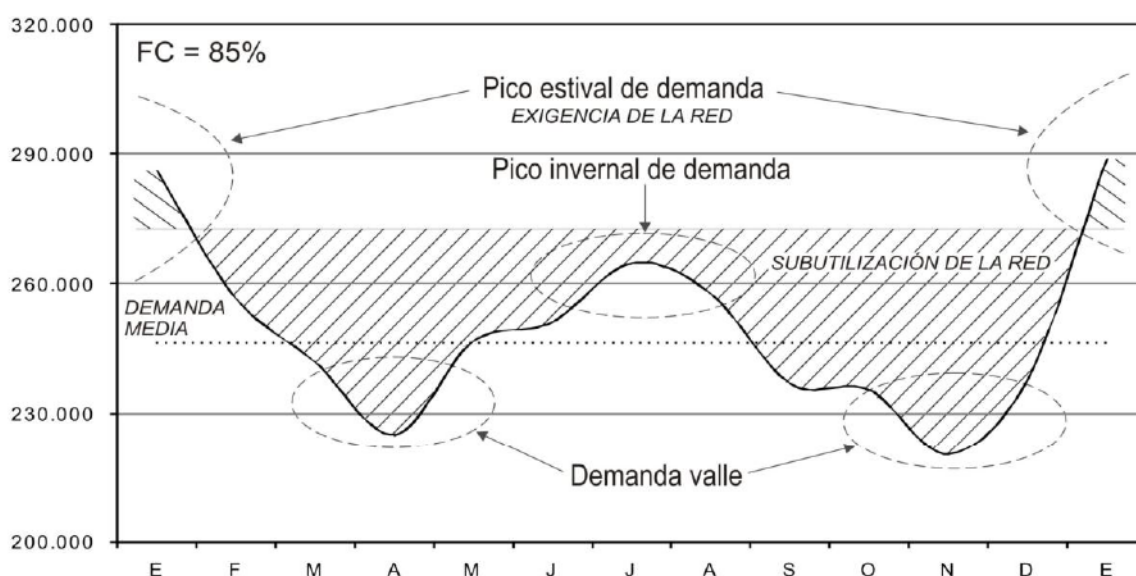
ocupa la costa atlántica en la red eléctrica argentina, obedeciendo siempre a la jerarquía de componentes de la red que se construye sobre la lógica preestablecida de la acumulación.

Como noción básica de la caracterización, podemos adelantar que la costa atlántica es un área importadora neta de energía eléctrica, que recibe la energía del SADI a través de interconexiones a la red de transmisión provincial operada por Transba y que también posee centrales de generación conectadas a la misma.

5.3.1. Descripción de la curva de carga regional

El comportamiento electroenergético se describe observando la forma de la curva de carga a lo largo del ciclo anual de actividad. El Gráfico Nº 26 muestra la curva de demanda eléctrica anual de la costa atlántica, empezando y terminando en el mes de enero. Para una mayor representatividad de la forma ante una posible distorsión de anomalías, se construye la serie mediante el método de ajuste de la distribución de medias aritméticas, utilizando los datos de los años 2007, 2008 y 2009. Si observáramos las series temporales de cada año tomado aisladamente -o de otros años-, más allá de obvias variaciones en el valor absoluto y de ligeras modificaciones de pendiente, aquéllas conservarían el aspecto general de la curva modelizada.

GRÁFICO Nº 26. *Demanda eléctrica media mensual de la Costa Atlántica (Mwh).*



El método de ajuste para la construcción de la serie se basa en el sencillo procedimiento de calcular cada una de las puntuaciones de la curva como la media aritmética de los valores mensuales medios de los respectivos años considerados. Por ejemplo: Demanda del mes de mayo = demanda de mayo 2007 + demanda de mayo 2008 + demanda de mayo 2009) / 3. Para calcular el valor del mes de enero que cierra el ciclo, respetando la progresión histórica, se incorporó excepcionalmente el dato de 2010.

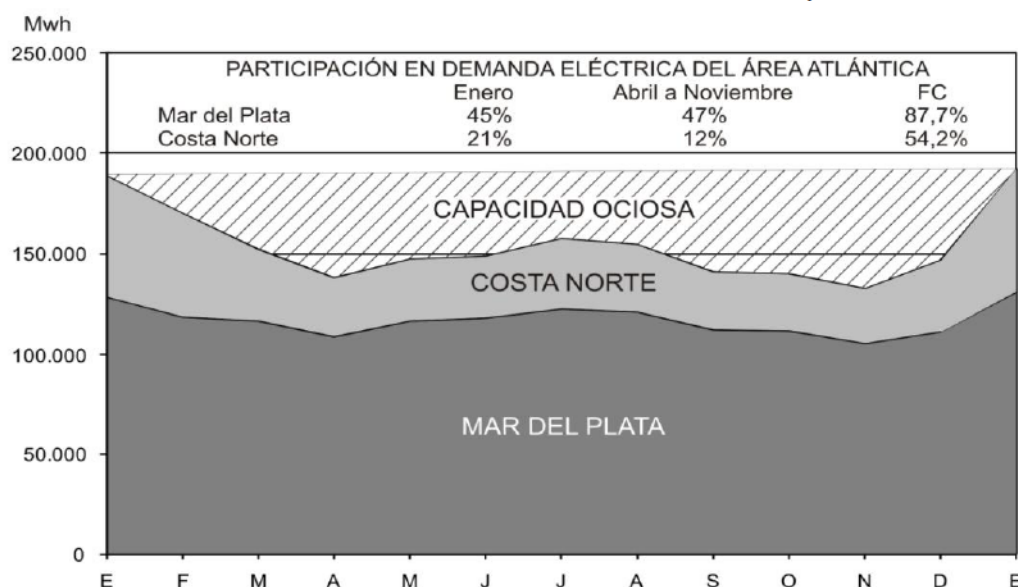
Fuente: elaboración propia con datos de CCA (2007-2010).

Lo que encontramos en la representación gráfica es una demanda mensual variable de la energía eléctrica, que se resume en: i) un pico máximo mensual de demanda estival de ubicado en el mes de enero, que se explica, principalmente, por los aumentos de demanda que impulsa el desarrollo de las actividades turísticas y, en forma secundaria, por las altas temperaturas; ii) un segundo pico mensual de demanda en la época de invierno, localizado

en el mes de julio y algo menor que el del mes de enero, producto de las bajas temperaturas y de la menor cantidad de horas diarias de iluminación natural, y iii) dos momentos de valle de la demanda en las estaciones intermedias de otoño (abril) y primavera (noviembre). Al descontar las variaciones inducidas por la dinámica natural del factor climático, comunes a cualquier espacio geográfico, la cualidad destacable se halla en la marcada estacionalidad de la demanda de verano, que se ubica unos 20 puntos por encima de la media anual y más de 30 puntos por encima de la demanda valle. En el margen superior izquierdo se incluye el factor de carga de 85% que origina este modelo. Tenemos, así, unas primeras mediciones de la influencia del turismo estival sobre el consumo de energía eléctrica de la costa atlántica.

La estacionalidad es el comportamiento típico de la demanda de bienes y servicios de los espacios turísticos y, por ende, uno de los graves problemas estructurales del desarrollo localizado con que debe enfrentar la gestión de esta clase de espacios. Las áreas rayadas del Gráfico Nº 26 representan las dos caras del comportamiento estacional en el abastecimiento de la energía eléctrica (la línea que separa a ambas áreas sólo pretende indicar la existencia de los hechos y no un valor exacto de corte). Por un lado, la capacidad de las infraestructuras se satura en el breve período de máxima demanda; sufren exigencia del funcionamiento, desgaste y eventuales roturas y fallas, desembocando en producción de disfuncionalidad y en la pérdida de calidad del servicio. Por el otro, la subutilización de instalaciones físicas e inmóviles de la red que inevitablemente deben preservarse sobredimensionadas durante el resto del año, cuando el consumo se relaja, sin posibilidad de articularse productivamente con el capital circulante, o hacerlo de forma muy ineficiente. Por la unión de ambos efectos, el capital se desvaloriza: sea por un sobreesfuerzo que acelera su desgaste y acorta su vida útil, sea por el subconsumo que lo mantiene al margen de la producción y ralentiza el tiempo de retorno de las inversiones.

GRÁFICO Nº 27. *Demanda eléctrica media mensual de Mar del Plata y la Costa Norte (Mwh).*



Fuente: elaboración propia con datos de CCA (2007-2010).

Dentro de la región, pueden apreciarse diferencias internas de comportamiento de la demanda de energía en sendos polos de la territorialización urbano-turística, Mar del Plata y la costa norte (ver Gráfico Nº 27). El mayor impacto relativo de la afluencia del turismo, y la consiguiente severidad de los altibajos del consumo, se revelan en el sector costero en que

el desarrollo turístico consolidó un espacio monoproduktivo, mientras que en la estructura económica diversificada de la ciudad cabecera de la región los incrementos estacionales son de una proporción muy menor. Ello se refleja en las notables diferencias del factor de carga, del 87,7% en Mar del Plata, algo por encima de la media regional, contra un bajísimo 54,2% en la costa norte.

El indicador de demanda máxima de potencia da una pauta complementaria -y, en cierto modo, más acertada- del sobredimensionamiento y de la subutilización de los equipos que provoca la estacionalidad, dado que se refiere al consumo máximo de energía realizado en un determinado instante. Es de particular interés hacer el seguimiento de los picos de potencia porque a partir de ellos se estiman los niveles de programación de la oferta de energía para atender sin inconvenientes toda la demanda que sea requerida por los usuarios a cada momento. Sin embargo, el valor de esos máximos no tiene por qué ser equivalente a lo largo del tiempo. La cantidad de capital fijo que debería inmovilizarse para cubrir toda la demanda de potencia en los parámetros técnicos de calidad normados se debe deducir del subperíodo en que los picos de potencia son superiores a los restantes picos de potencia de la curva anual.

El Gráfico Nº 28 presenta la curva de demanda de potencia a las 21:00hs, es decir, en un horario de la franja de consumo pico. La decisión de utilizar estos registros horarios, en vez de los máximos diarios mensuales, se sustenta en la mayor representatividad estadística, es decir que se pone el énfasis en la regularidad antes que en la anomalía.¹¹¹ Otra vez se confecciona la curva como una distribución de medias aritméticas, en esta ocasión utilizando los datos de 2010, 2011 y 2012.

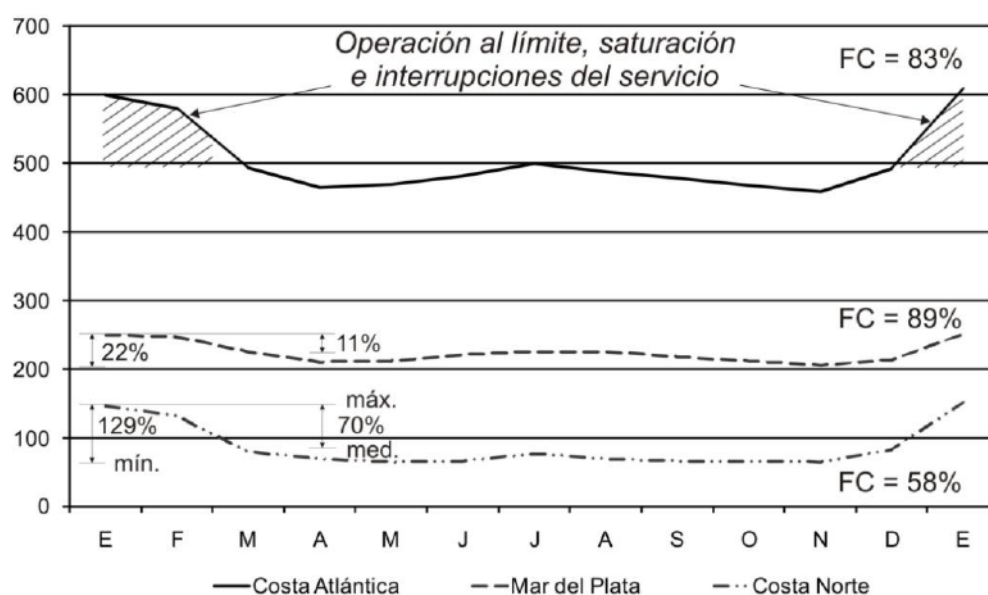
Vemos que, en líneas generales, los quiebres de tendencia coinciden con los de la curva de demanda eléctrica, aunque posee algunas distinciones. Primero, la magnitud de los picos estivales de potencia de la región es ligeramente acentuada en comparación con los picos estivales de demanda de energía: 22% (111Mw) superior a la media y 33% (150Mw) superior a los valores mínimos de otoño y primavera.¹¹² En segundo lugar, a diferencia de lo que sucede con la demanda de energía, los picos de potencia de febrero se ubican casi en idéntico nivel que los picos de enero: la demanda de energía de enero supera a la de febrero en un 11,5% y la de potencia máxima lo hace en un modesto 3,5%. Estos son los meses críticos en los que el sistema tiende a operar al límite de su capacidad, donde se producen las saturaciones de la demanda que llevan a la disminución del nivel de la tensión eléctrica y perjudican la calidad del producto y donde se ubica la mayor probabilidad de eventos de falla en el suministro. Un tercer aspecto destacado es el mayor contraste existente entre los picos estivales y los picos del resto del año en la demanda de potencia máxima que en la demanda de energía, lo que se debe al aplanamiento de los picos de potencia de la época invernal. El resultado de ello es que la curva de picos de potencia toma una forma semejante a la de una "olla" en la que resalta con mayor claridad la superficie de subutilización de la red, sobre todo, la de los componentes técnicos propios del segmento de generación local. Por último, resulta relevante la diferencia en la distribución del incremento de potencia,

¹¹¹ No quiere decir esto que los valores anómalos no tengan interés, sino que en el estudio del comportamiento energético de la costa atlántica buscamos identificar las regularidades. Más adelante, observamos los picos de demanda de potencia, que dan una medida más justa de la exigencia circunstancial a la que se expone la red.

¹¹² No obstante, estos cálculos pueden resultar algo conservadores si tenemos en cuenta que las 21hs representan el horario donde tiende a localizarse el máximo diario de potencia en prácticamente todos los meses del año, con excepción de algunos registros estivales en que los picos de potencia tendieron a coincidir con los picos de temperatura, alrededor de las 15hs. Por lo tanto, la gráfica no estaría siendo suficientemente justa con los registros de verano, pero sí con los del resto de las estaciones.

siendo mucho mayor en el sector norte que en el aglomerado de Mar del Plata. Las máximas demandas de potencia de Mar del Plata, que acontecen durante el mes de enero, se ubican un 22% por encima de la mínima (mes de noviembre, aunque con valores similares en todos los meses de media estación) y sólo un 11% sobre la demanda máxima media. En la costa norte, en cambio, el contraste está sumamente marcado; la máxima demanda de potencia crece un 132% en enero respecto de la mínima y un 72% en relación con la media. Sin embargo, en términos absolutos las divergencias se comprimen. En Mar del Plata, los picos de potencia del verano se incrementan 44Mw por sobre los picos mínimos y 26Mw sobre los medios, en tanto que en la costa norte lo hacen respectivamente en 85Mw y 60Mw.

GRÁFICO Nº 28. *Demanda media mensual de potencia de la Costa Atlántica a las 21hs (Mw).*



Las puntuaciones de cada mes son la media aritmética mensual de la media aritmética de la demanda diaria de potencia a las 21hs. Los datos originales fueron recopilados diariamente durante los tres años usados en la construcción de la serie. Por lo tanto, al igual que en la confección del anterior gráfico, la curva consiste en una serie de medias aritméticas de los valores mensuales medios de tres años. Ejemplo, Potencia media del mes de mayo (21hs) = (Media de Mayo 2010 + Media de Mayo 2011 + Media de Mayo 2012) / 3. El cálculo para el mes de Enero que cierra la progresión considera el dato de 2013.

Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA.

La variabilidad de la demanda eléctrica obliga, entonces, a contar con una reserva de potencia adicional (A) para abastecer los picos que se producen durante la temporada de verano. Esa reserva adicional se sumaría a la reserva normal (N) que todo sistema eléctrico previsiblemente debe tener a disposición para hacer frente a eventuales inconvenientes del suministro y, bajo un razonamiento prospectivo, para anticipar el aumento progresivo de la demanda, más aún, en contextos de franco crecimiento. De este modo, tenemos que la reserva total de potencia (T) en espacios de demanda altamente variable viene representado por $T = A + N$. Ello provoca un sobrecosto relativo respecto de las estructuras de costos que poseen los espacios con baja variabilidad estacional de la demanda energética (con $T = N$). Además, junto al costo de los medios de trabajo siempre deben considerarse los costos de la fuerza de trabajo necesaria para operarlos y mantenerlos.

Cabe señalar que la verosimilitud de la inferencia del sobredimensionamiento y de la subutilización está resguardada por las propias cualidades técnicas de la red eléctrica. Si la

infraestructura de soporte del servicio no es necesariamente proporcional a su demanda, se producirán fallas de funcionamiento e interrupciones que afectarán a grandes secciones del sistema, de manera que la primera debe expandirse conforme aumenta la segunda.¹¹³ En comparación con los ámbitos de gestión monopólica de otros grandes sistemas tecnológicos, esta propiedad limita la especulación respecto de las inversiones de expansión de la red.¹¹⁴

5.3.2. Comparación y tipificación de la curva de carga

Ahora que hemos descrito el comportamiento anual de la demanda de energía de la costa atlántica, es necesario obtener una tipificación que permita, mediante comparación, demostrar la excepcionalidad de la dinámica regional en el elenco de las zonas eléctricas del país. Como expusimos en el primer capítulo, la significación económica del factor de carga termina de definirse cuando consideramos conjuntamente el tamaño del mercado, tal como ilustra el Gráfico Nº 29. En el diagrama de dispersión se ubican las veinticinco zonas del MEM y a la costa atlántica y la costa norte con independencia del área de concesión de EDEA en función de la participación en la demanda de energía eléctrica del total del país y el factor de carga. Según los resultados, todas las unidades de consumo presentan cierta variabilidad en la curva de carga, sea por causas de índole climática o económica. Para la costa atlántica, el factor de carga del 87% es un valor que la ubica en la posición 19º del universo de análisis. Por debajo de ella se ordena un grupo de provincias del norte del país que poseen la mayor variabilidad de la curva, inducida por los mayores consumos eléctricos que provocan las altas temperaturas de verano y la marcada distensión de consumo que permiten las temperaturas apacibles en el invierno. En la costa atlántica, en cambio, las bajas temperaturas invernales impulsan un aumento de la demanda de energía que llevan a incrementar el factor de carga y equilibran relativamente el pico del verano. Una mención aparte merece el caso de la costa norte, con una estacionalidad de verano intensamente pronunciada, que la ubica al final del ordenamiento.

Pero, ¿cómo se relacionan los factores de carga con el tamaño del mercado? La línea entrecortada del gráfico expresa la tendencia de asociación de las variables en la realización del suministro. De derecha a izquierda, se constata que los mercados más importantes del país (Edenor, Edesur, Santa Fe, Córdoba y EDEN) poseen un factor de carga que supera el 92%. Hacia la esquina superior izquierda, se observan mercados intermedios con factores de carga altos (Edelap, EDES, Entre Ríos, Tucumán, Neuquén, etc.). Las puntuaciones próximas al margen izquierdo confirman que suministros con menor factor de carga sólo son posibles en mercados de menor tamaño. Para las provincias norteafricanas anteriormente indicadas, la alta variabilidad de la demanda se origina en mercados relativamente reducidos y controlables. Aunque debe señalarse que dichas provincias, sobre todo las del noreste (Chaco, Corrientes,

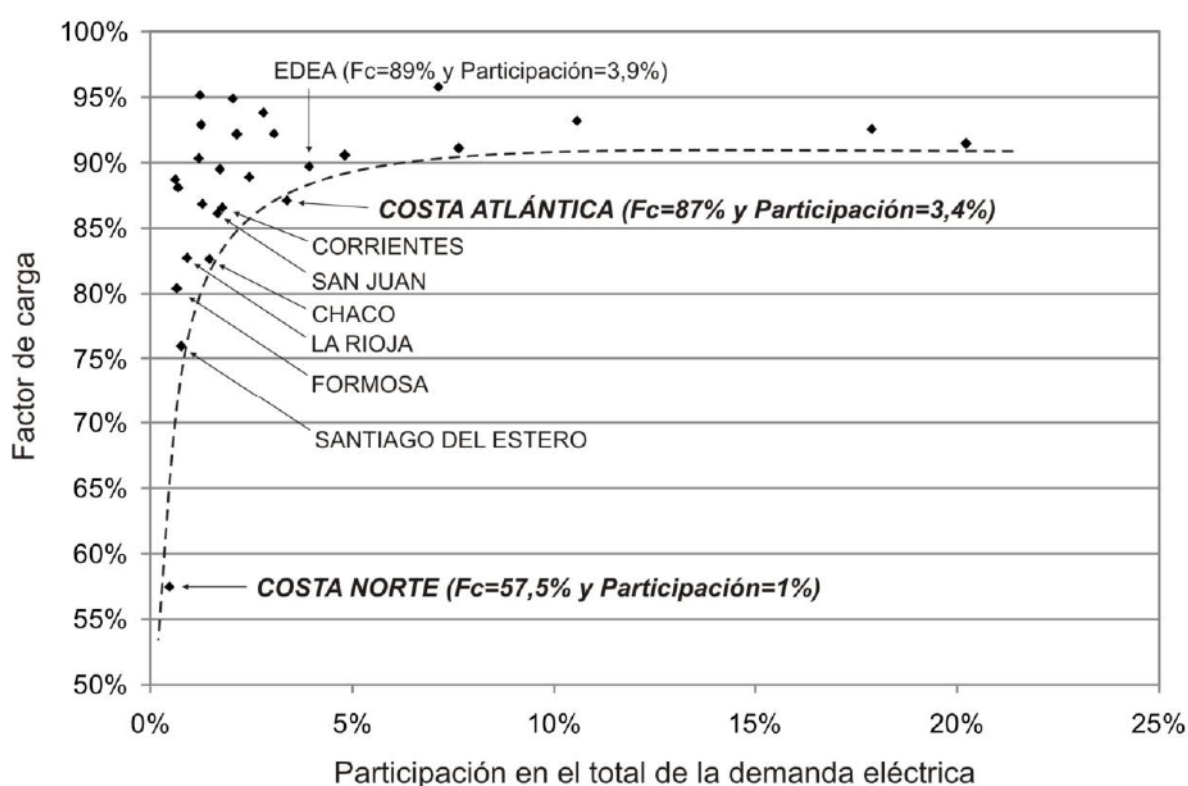
¹¹³ Nunca hay evolución simétrica. Por un lado, la infraestructura crece de a saltos discretos, mientras que la demanda crece de forma continua. Por el otro, toda normativa de parámetros de calidad técnica del producto admite una tolerancia que puede contribuir a que la ampliación de infraestructura corra detrás del crecimiento de la demanda. Para evitar el efecto dominó en la caída de las líneas, se instalan sistemas de protección que permiten aislar a unas secciones de los problemas técnicos que experimentan otras y minimizar el impacto de las fallas. Sin embargo, existen límites al uso de protecciones por razones técnicas y económicas: el uso masivo de protecciones podría ser más costoso que la propia ampliación de capacidad.

¹¹⁴ Las infraestructuras del transporte automotor, por ejemplo, no anulan su funcionamiento cuando algunas de sus vías se congestionan, volviéndose más proclives a la sobreexplotación del capital fijo inmovilizado cuando se encuentran en manos privadas.

Formosa y Santiago del Estero), también evidencian serios déficits de infraestructura básica y sufren trastornos frecuentes del servicio.

Aquí se distingue la singular situación de la costa atlántica, que, si bien participa con menos del 4% de la demanda eléctrica argentina (justificado por la muy alta concentración de la demanda en el Área Metropolitana de Buenos Aires), representa un mercado de tamaño considerable que la ubica en el 8º lugar del *ranking*. Estamos ante una curva que, en el panorama nacional, combina un factor de carga de rango medio y un mercado de tamaño medio-alto. Como se observa en la tendencia real, la costa atlántica se enclava en un punto de inflexión de la línea. Se trata, pues, de un tipo de mercado que posee una estacionalidad marcada sobre la base de un consumo significativo, lo cual determina una desvalorización de capital fijo para nada despreciable.

GRÁFICO Nº 29. *Participación porcentual en la demanda eléctrica nacional y factor de carga de zonas del MEM, costa atlántica y costa norte. Año 2005.**



*Para los casos de la costa atlántica y la costa norte, se utilizan datos de 2007.

Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía y Centrales de la Costa.

Para completar el análisis comparativo, aplicaremos dos artilugios estadísticos de uso corriente en el rastreo de anomalías y el estudio de formas de distribución: el método de las puntuaciones Z y el coeficiente de curtosis β_2 .

Primero, tomamos los datos de demanda mensual de energía de las veinticinco áreas del MEM, estandarizamos los valores para efectuar la comparación según el procedimiento de cálculo de las puntuaciones Z e identificamos el máximo valor para cada distribución. Las puntuaciones Z brindan información sobre la distancia respecto de la media aritmética en unidades de desvíos estándar, de modo que cada serie normalizada, hace posible comparar las diferentes muestras. La última columna del Cuadro Nº 16, incluye la máxima puntuación Z de cada distribución, que corresponde a la máxima demanda mensual de electricidad -es

decir, en valores absolutos. Puede observarse que el puntaje más alto es el de EDEA, usado para referirnos a la costa atlántica, con casi 2,8s por encima de su media. Esto significa que el mes de mayor consumo de esta región tiene un incremento sobre la media de consumo que, en proporción, supera a los mayores incrementos de consumo de las restantes áreas del MEM en relación con sus respectivas medias, lo que obliga a un sobredimensionamiento relativo más grande en los meses de menor consumo.

CUADRO Nº 16. *Puntuaciones Z de la demanda mensual máxima de energía de las áreas del MEM. Argentina, 2005.*

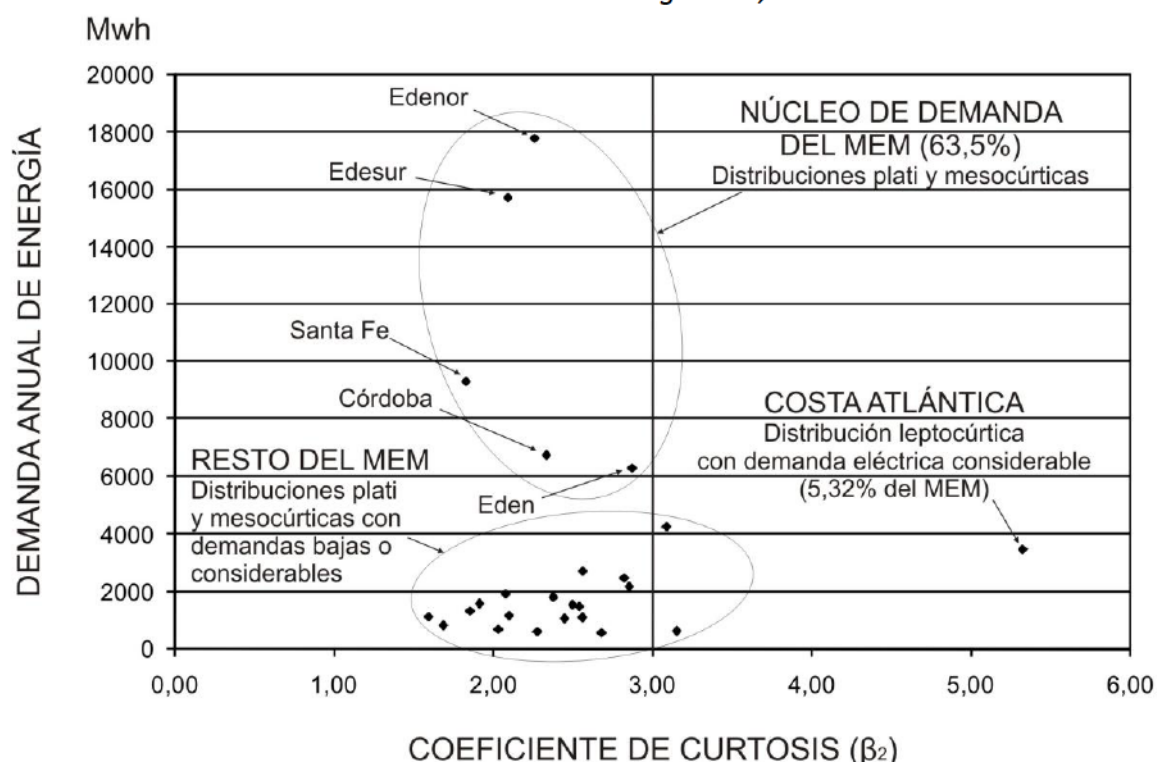
Área del MEM	Demanda mensual máxima (GWh) (a)	Demanda mensual media (GWh) (b)	Desviación estándar (c)	Puntuación Z máxima (s) [(a-b)/c]
1. Edenor	1.619 (jul)	1.480,7	76,69	1,80
2. Edesur	1.413 (jul)	1.308,6	59,48	1,76
3. Santa Fe	830 (dic)	773,5	33,62	1,67
4. Córdoba	615 (jul)	560,1	32,07	1,71
5. Eden	545(dic)	522,4	18,38	1,25
6. Mendoza	390 (dic)	353,0	16,58	2,22
7. Edea (Área Atlántica)	321 (ene)	287,6	11,85	2,78
8. Edelap	243 (jul)	223,7	10,47	1,80
9. Edes	218 (ene)	204,5	6,44	2,09
10. Entre Ríos	202 (ene)	179,9	10,76	2,08
11. Tucumán	171 (dic)	157,2	8,13	1,64
12. Corrientes	150 (ene)	130,0	10,74	1,88
13. Neuquén	157 (ago)	149,3	4,61	1,74
14. San Juan	142 (dic)	122,5	10,02	1,97
15. Catamarca	141 (dic)	126,3	6,95	2,14
16. Chaco	130 (ene)	107,7	12,79	1,77
17. Salta	99 (ene)	91,9	4,62	1,52
18. Río Negro	109 (mar)	94,6	7,32	1,96
19. Misiones	97 (may)	87,3	7,21	1,29
20. San Luis	95 (dic)	90,7	3,13	1,48
21. La Rioja	81 (dic)	66,8	8,49	1,64
22. Sgo. Del Estero	73 (ene)	55,6	8,80	2,00
23. Formosa	60 (ene)	48,2	6,22	1,89
24. Jujuy	58 (dic)	50,8	3,10	2,21
25. La Pampa	51 (dic)	44,9	2,65	2,15
Total MEM	7.686 (dic)	7.317,6	279,14	1,32

Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (2005).

Para completar el reconocimiento de las condiciones regionales de la valorización económica de la red eléctrica, aplicamos el coeficiente de curtosis β_2 , que integre todos los datos de la curva en una misma medida e informe acerca de las relaciones de concentración y dispersión de los mismos. La interpretación de la curtosis en las condiciones de producción es simple: una curtosis baja se refiere a una demanda eléctrica uniforme a lo largo del año y, por ello, minimiza la cantidad de capital subutilizado; una curtosis alta indica que en la curva

coexisten una demanda elevada en un momento del año y una demanda menor durante el resto del tiempo, por lo tanto, acrecienta la cantidad de capital subutilizado.

GRÁFICO Nº 30. *Coefficiente de curtosis (β_2) y demanda anual de energía eléctrica de las zonas del MEM. Argentina, 2005.*



El coeficiente de curtosis se calcula mediante la fórmula $\beta_2 = \mu^4/s^4$, donde μ es el momento cuarto respecto de la media y s es la desviación estándar. A los fines de la graficación, optamos por usar esta versión de la fórmula, que mantiene un $\beta_2 = 3$ para la distribución normal, o sea, mesocúrtica. Por lo tanto, si el $\beta_2 < 3$, la distribución (o serie) es platícurtica (menos apuntada y con colas menos anchas que la normal) y si $\beta_2 > 3$, la distribución es leptocúrtica (más apuntada y con colas más anchas que la normal). En nuestra aplicación a series de datos sin agrupar; los conceptos de forma conservan su validez. En la clasificación de las zonas, consideramos valores muy cercanos a 3 como distribuciones mesocúrticas.

Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (2005).

A partir del anterior razonamiento, elaboramos un segundo diagrama de dispersión para cruzar los coeficientes de curtosis con la demanda de energía, volviendo a considerar, así, la afectación del tamaño de mercado (ver Gráfico Nº 30). Nuevamente identificamos un carácter singular en la curva de carga del área atlántica, única serie leptocúrtica del MEM, en contraste con el amontonamiento de todas las demás áreas en el hemisferio de la curtosis moderada.¹¹⁵ El valor de leptocurtosis significa que en la serie de datos coexisten demandas mensuales altas (enero y febrero) con una mayoría de demandas mensuales menores pero de valores semejantes entre sí. Si a esto le sumamos el considerable tamaño de mercado de esta zona eléctrica, tenemos que la demanda base, relativamente estable en la mayor parte del año, convive con un aumento estacional de corta duración. Por este método, se reafirma la relación crítica entre subutilización de infraestructuras y valorización económica de las

¹¹⁵ Hablamos de una curtosis “moderada” para referirnos en simultáneo al conjunto de los valores de bajos (< 3) y medios ($=3$). Según los cálculos, el valor más bajo de este grupo le pertenece a Salta ($\beta_2 = 1,6$) y el más alto a Jujuy ($\beta_2 = 3,15$).

mismas. En el comportamiento de la curva de carga influye la reducción de la temporada estival que acarrió la crisis del turismo masivo. La afluencia turística que antes se distribuía de una manera más uniforme entre los meses de diciembre y marzo se transformó en un flujo concentrado, básicamente, en unas pocas semanas de enero y febrero, acentuando el grado de curtosis. En el testimonio más duro respecto del impacto de la estacionalidad, surgido en entrevista al Arq. Roberto José Otero, presidente de la cooperativa de Pinamar, se comentó que: “tenemos que mantener la red todo el año para pasar 8 o 9 días de potencia pico en la segunda quincena de enero y que después vuelva a bajar, eso genera una capacidad ociosa muy grande” (Otero, com. pers.).

En resumen, la tipificación de la curva de carga de la costa atlántica se basa en (i) un mercado de consumo de tamaño considerable, (ii) un factor de carga de valores medios y (iii) una alta curtosis. Todo esto significa que el abastecimiento eléctrico de la microrregión está anclado en un arreglo territorial que posee una demanda de energía relativamente estable y de magnitud considerable a lo largo del año y un pronunciamiento en la temporada estival a causa del turismo. De esta forma, se predeterminan niveles de actividad diferenciados por segmento y, por ende, niveles de valorización económica y tasas de ganancia igualmente diferenciados. El aglomerado Mar del Plata actúa como el contrapeso más importante en la ecuación de la productividad del capital, ya que su complejidad funcional es lo que gobierna el tamaño del mercado y la menor variabilidad.

A partir de estas visiones complementarias utilizadas en la tipificación de la curva de carga es fácil entender que a la hora de las licitaciones de las unidades de negocios de la ex-ESEBA, la empresa de distribución que conformó la concesionaria EDEA-Camuzzi resultara una adquisición indudablemente atractiva. En un sentido similar se inscribe la privatización de Transba, aunque el hecho de que esta empresa opera la red de transmisión eléctrica en toda la provincia, y no sólo en el área atlántica, minimiza el efecto de estacionalidad. Pero, sobre todo, la capacidad del grupo de líneas que interconecta a la costa atlántica con el resto de la red provincial y con el SADI (Olavarría-Tandil¹¹⁶, Chascomús-Dolores y Gonzales Chaves-Necochea) resultaba insuficiente para abastecer la totalidad de la demanda de potencia, de modo que tampoco había un exceso de infraestructuras sujetas a desvalorización.¹¹⁷ Para cubrir esos incrementos estacionales se despachaban las centrales de reserva locales, que permanecían inactivas y/o poco solicitadas durante el resto del año (González, com. pers., 2010). El bajo factor de utilización y el fuerte atraso tecnológico -vinculado con su posición marginal en el sistema eléctrico- justifican por qué Centrales de la Costa es un caso que fue a contrapelo del destino de enajenación del patrimonio público que siguieron las unidades monopólicas (y ello sin contar la consolidación en la posición marginal en el MEM una vez producida la modernización tecnológica de otras centrales competitivas del país). Lo dicho lleva a concluir que las mayores dificultades de desarrollo de este espacio-red se hallarían en las limitaciones de valorización económica de los segmentos de generación y de transmisión.

La dinámica descrita deja al descubierto el problema crónico de la sobreacumulación del capital fijo en unas magnitudes preocupantes para el normal funcionamiento del sistema eléctrico y explica la articulación geoeconómica crítica entre los sectores turístico y eléctrico, típica de esta región. Por supuesto que las condiciones regionales de valorización económica no explican por sí solas el subdesarrollo eléctrico local, pero sí demuestran que la estructura

¹¹⁶ La línea Olavarría-Barker que completa el corredor entró en servicio en el año 2001 (Sitio del FREBA).

¹¹⁷ Recordemos que, según el marco regulatorio de la reforma, los agentes transportistas no son responsables de las ampliaciones de la red. Ver Apartado 4.2.4.

productiva regional hace descansar sobre dicho estado problemático un peso inherente que ayuda a preservarlo.

5.4. El abastecimiento eléctrico local en estado de emergencia

Al igual que sucedió en el ámbito nacional, el contexto de controversias y litigios, la incertidumbre política, el congelamiento virtual de las tarifas, el encarecimiento del costo de los insumos importados y de la fuerza de trabajo, la parálisis de la rama de generación, la escasez del gas y el sostenido repunte del consumo de energía que imperaron en la primera etapa de la Posconvertibilidad (2002-2007), pusieron en estado de alerta la realización del abastecimiento eléctrico de la costa atlántica. La situación regional se vio especialmente agravada por el arrastre de las deficiencias en el soporte material, inducidas históricamente por su peculiar curva de demanda y consolidadas durante la década anterior a consecuencia de la profundización del desarrollo geográfico desigual de las redes.

La devaluación tuvo eco en la reactivación del turismo interno, que mejoró niveles de competitividad frente a la oferta del exterior, y, por extensión, en el repunte del consumo estival de energía eléctrica de la costa atlántica. Esta capa particular de la composición local de la demanda de energía se adiciona al crecimiento general del consumo eléctrico que vive el país desde 2003. ¿Cómo ha respondido el sector frente a esta evolución alcista del consumo eléctrico que la microrregión manifiesta como tendencia general del período de la Posconvertibilidad? Diferentes documentos (Lenguitti, 2003; FUNDELEC, 2004, 2005 y 2007b; Lenguitti y Cebreiro, 2005; Arnera y Nizovoy, 2007; DI-GBA, 2008; EDEA, 2008a; LyF, 2011; MI-GBA, 2012; Transba, 2013) y expertos consultados (Zárate, 2009; Diez García, 2010; Aquindo, 2011; Prado, 2012; Otero, 2013), con mayor o menor severidad en el diagnóstico, coinciden en afirmar que las deficiencias acumuladas en el desarrollo de la infraestructura eléctrica de la costa atlántica, limitada generación local y limitada capacidad de transmisión y transformación, pusieron al sistema a funcionar en estado de riesgo de desabastecimiento.

Para CAMMESA, la costa atlántica es calificada -históricamente- como un “área de variables críticas”, un apelativo que, vale aclarar, no consigna a ninguna otra zona del MEM (Sitio de CAMMESA). Un informe elaborado por la Fundación para el Desarrollo Eléctrico (FUNDELEC) en 2004 -es decir, a comienzos de la crisis energética- incluyó a la costa atlántica entre las “zonas más castigadas” por el deterioro de la calidad del servicio (FUNDELEC, 2004:13) y detallaba que “no tiene posibilidades de operar con criterio de seguridad porque no puede soportar la salida de una línea o un generador en condiciones de alta demanda” (p.6). En el transcurso de los años que lleva la crisis, CAMMESA observó recurrentemente que como consecuencia del incremento de la demanda, tanto en los meses de temporada de verano como fuera de ellos, y de la indisponibilidad de varias máquinas de CCA, se prevería una alta transmisión por el corredor Olavarría-Tandil + Olavarría-Barker, sería requerido el despacho de toda la generación disponible en las horas pico y se presentarían valores de tensión inferiores a los normales (CAMMESA, 2006-2013). En este contexto, los generadores de CCA debieron ser solicitados con frecuencia creciente hasta que comenzaron a despachar prácticamente de forma continua para garantizar el abastecimiento de la demanda, lo cual las puso en un primer plano de la escena y las quitó del papel secundario que habían tenido en el pasado como centrales de reserva. El inconveniente técnico-económico es que estas centrales son de “generación forzada”, es decir, una energía que por sus altos costos no es

El sistema local se vio, así, atrapado en una encrucijada que gran parte del tiempo lo obligó a funcionar al límite de su capacidad, sin criterio de seguridad ni márgenes de error para responder satisfactoriamente en situaciones de contingencia simple (N-1) y a cuentas de onerosos gastos operativos provenientes de la generación forzada local. En efecto, en los momentos más críticos (sea por una alta demanda de potencia, por la indisponibilidad de una instalación clave por fallas técnicas originadas no necesariamente en condiciones de pico, o por una combinación de ambas causas) se entrega electricidad por debajo de los parámetros de tensión admitidos o se producen cortes del servicio, forzados o programados, en distintos puntos de la costa atlántica.

DESPACHO POR SEGURIDAD Y AUTOMATISMOS INSTALADOS

Chascomús
Dolores
Las Armas
Madariaga
Mar del Tuyú
Mar de Ajó
Pinar
Mirasol
Tondil
Balcarce
Mar del Plata
Quequen
Miramar
Necoches
G.Chaves
Barker
Olavarría

AUTOMATISMOS DE CORTES DE DEMANDA PARA EVITAR COLAPSO TOTAL DEL AREA

El Mapa Nº 4 sintetiza el estado de emergencia energética local. Los dos subespacios turísticos de mayor relevancia, la costa norte y Mar del Plata, representan los casos más críticos de la región. En estas áreas, se manifiesta sobremanera la oscilación a la baja de la tensión de línea cuando la demanda de energía es relativamente elevada -o sea, en relación a las reales posibilidades de alimentarla-, por lo que es prioritario contar con protecciones automáticas que recorten transitoriamente la provisión en los tramos sobrecargados de la red con el propósito de evitar la interrupción total del servicio. Las líneas resaltadas son los cuatro vínculos provinciales por los que se importa la energía del MEM. La elipse punteada sobre las líneas Olavarría-Tandil y Olavarría-Barker; dos de las tres líneas¹¹⁸ conectadas a la ET de Olavarría, que rebaja la tensión del corredor Comahue-Bs.As. de 500kv a 132kv, y por

165

las cuales la costa atlántica recibe los mayores aportes de potencia; indica la saturación de las capacidades de transporte y de transformación.¹¹⁹

Previendo la agudización del estrangulamiento de la oferta eléctrica, se planificaron obras de envergadura que prometen el anhelado salto discreto que permitiría restaurar los niveles de reserva perdidos. Sin embargo, al día de hoy, las obras indispensables quedaron en anuncios ampulosos de gestión o en negociaciones poslicitatorias truncadas a la espera de una resolución. Este panorama inflexible justificó que la costa atlántica sea una de las zonas destinatarias de las usinas de los programas de Generación Distribuida y Generación Móvil impulsados por ENARSA y por otras iniciativas de generación distribuida tomadas en la órbita de la provincia, entre otros paliativos implementados a nivel nacional y provincial por los que fue alcanzada, con el objetivo de paliar la pujanza del consumo eléctrico.

5.4.1. La adecuación de las concesiones al régimen de la Posconvertibilidad

En el ámbito provincial, las modificaciones institucionales del sistema eléctrico que acompañaron la sucesión del modo de desarrollo corrieron por los mismos cauces que abrió la administración nacional y, por eso, se vieron implicadas en conflictos similares. En 2002, la Provincia de Buenos Aires adhirió a las disposiciones de la ley de emergencia económica y financiera sancionando su norma homóloga (Ley Nº 12.727/02), dejó provisionalmente sin efecto los mecanismos de ajustes tarifarios periódicos y prohibió toda cláusula indexatoria basada en la evolución de precios en moneda extranjera (Ley Nº 12.858/02) y ordenó a las prestatarias mantener la calidad de los servicios establecida en los contratos de concesión (Decreto Nº 2.088/02). De inmediato, los grupos accionistas mayoritarios de las empresas privatizadas actuantes en el espacio-red local, EDEA y Transba, se adherían a la nómina de firmas que iniciaron demandas contra la República Argentina ante tribunales internacionales reclamando una indemnización por el efecto expropiatorio que el cambio de reglas del juego ocasionó sobre las inversiones realizadas en sus concesionarias. En defensa de los intereses de EDEA, se llevaron a cabo sendas peticiones de Camuzzi International y United Utilities. La primera solicitó ante el CIADI un resarcimiento de parte de la Argentina por un monto de 215 millones de dólares, la segunda lo hizo ante la UNCITRAL por una suma de 100 millones de dólares. Por el lado de Transba, la inglesa National Grid reclamó el pago de 151 millones de dólares también en la UNCITRAL (JGM, 2010).¹²⁰

5.4.1.1. El caso Transba

Tal como ordenó la ley nacional de emergencia, debía procederse a la renegociación de los contratos de servicios públicos. El Decreto Nº 311 de 2003, dio origen a la mencionada UNIREN, encomendándole llevar adelante las negociaciones contractuales integrales con las concesionarias nacionales. Las pautas y lineamientos de esta entidad sirvieron de modelo en las jurisdicciones provinciales. En este marco, se emprendió el proceso de renegociación con Transba, que depende jurídicamente de las autoridades nacionales de control por ser una

¹¹⁹ Los diagramas de flujo que publica diariamente CAMMESA demuestran que la mayor parte de la energía que ingresa a las mallas de la costa atlántica lo hace por las líneas de Olavarría-Tandil y Olavarría-Barker, siendo secundada por el circuito de Gonzales Chaves-Necochea (Sitio de CAMMESA).

¹²⁰ Las otras dos distribuidoras provinciales, EDEN y EDES, también litigaron contra la República Argentina ante el CIADI a través de la representación de AES Corporation, accionista controlante en ambas concesionarias.

transportista de la red de distribución troncal.¹²¹ En una primera instancia, la UNIREN realizó un Informe de Cumplimiento del contrato de concesión, presentado públicamente en abril de 2004, en el que se determinó que la empresa cumplió con las obligaciones asumidas en el mismo y se identificaron las modificaciones que sería necesario implementar para mejorar el monitoreo y el control del servicio (UNIREN, 2004). En febrero de 2005, Transba y la UNIREN firmaron la Carta de Entendimiento, que definió los puntos del consenso y ofició como un antecedente directo para la suscripción del Acta Acuerdo sobre la adecuación del contrato de concesión en mayo de ese año (UNIREN, 2005a). El Acuerdo programó dos etapas de la adecuación contractual. En el Período de Transición Contractual (2005-2006) el servicio de transporte se desarrollaría bajo la aplicación de un régimen de medidas tendientes a atenuar los impactos de los costos de operación impuestos por la devaluación y que permitirían la normalización paulatina de la concesión, conforme se estabilizaran las condiciones sociales y económicas del país (UNIREN, 2005b). Luego, se debería realizar la Revisión Tarifaria Integral ante el ENRE, que entraría en vigencia a partir de mayo del 2006 y que daría por finalizado el proceso de adecuación.

Los aspectos salientes del Acuerdo para el período de transición contemplaron: un incremento del 25% en el valor de la tarifa a partir del 1º de junio de 2005, con derecho a solicitar ajustes extraordinarios cuando las variaciones de costos que igualen o superen el 10% de los estipulados así lo justifiquen; la ejecución estricta de un Plan de Inversiones; la conservación del Régimen de Calidad del Servicio comprendido en el contrato de concesión, tomando como referencia el promedio de los índices de calidad registrados en el período 2000-2004, a fines de tener bases objetivas comparables sobre la evolución de la gestión del concesionario; la posibilidad de destinar los montos de sanciones por fallas en el servicio a ejecutar inversiones adicionales a las del Plan de Inversiones; la reducción del costo de las penalidades por indisponibilidad de instalaciones y el desistimiento de toda acción fundada en hechos o en medidas derivadas de la emergencia económica establecida por ley nacional, lo que conllevaría la renuncia del reclamo entablado por United Utilities en la UNCITRAL (UNIREN, 2005a, *op.cit.*). Las modificaciones introducidas se sustentaban en una proyección económico-financiera destinada a preservar el equilibrio de la prestación del servicio -en los términos de calidad propuestos y considerando el cumplimiento del plan de inversiones convenido- disponiendo de un excedente con una tasa de ganancia determinada en la propia proyección, con un piso del orden del 4% (UNIREN, 2005b, *op.cit.*).

Al cumplirse el plazo pactado de la transición, no se produjo la revisión que debía conducir a la adecuación del régimen tarifario de Transba. A petición de ésta, y en virtud de lo estipulado en el Acuerdo, el ENRE aprobó en julio de 2008 un incremento de las tarifas (Res. Nº 327/08). En 2009, en reconocimiento de las variaciones de costos, Transba celebró con CAMMESA un contrato de mutuo y cesión de créditos para financiar las tareas normales de su actividad, y al año siguiente, con el fin de comenzar a regularizar la situación tarifaria, firmó con la Secretaría de Energía y el ENRE un Acuerdo Instrumental, que estableció, entre otros puntos: el reconocimiento de un nuevo crédito a Transba por las variaciones de costos registradas en el período Junio 2005 - Noviembre 2010, la cancelación del financiamiento de CAMMESA, un mecanismo de pagos en 2011 de los saldos a favor, el reconocimiento de un monto adicional a recibir de CAMMESA para inversiones en el sistema y la actualización y el pago de las variaciones de costos que surgirían a partir de la firma del acuerdo y hasta finales de 2011 (ENRE, 2010; Transba, *op.cit.*).

¹²¹ La renegociación de Transba se efectuó en paralelo con la renegociación de Transener, su controlante.

Una vez vencido, el Acuerdo Instrumental fue renovado por convenio, prorrogando los términos consensuados (reconocimiento de costos, plan de inversiones, créditos, etc.) hasta diciembre del 2015 (ENRE, 2013). Por supuesto, todas las instancias de negociación quedaron supeditadas a las obligaciones empresarias que asumió contractualmente Transba -operar y mantener la red de transporte provincial-, siendo estas actividades, por lo tanto, las únicas comprendidas en los planes de inversiones. Las ampliaciones de capacidad del sistema, por otra parte, siguieron dependiendo de los mecanismos instaurados en el marco regulatorio y, fundamentalmente, de los aportes de la planificación provincial y nacional.

5.4.1.2. El caso EDEA

En el caso de las competencias provinciales, en mayo de 2002, se crea la Comisión Especial para la Evaluación del Impacto de la Crisis en las Tarifas y Contratos de Servicios Públicos, con los propósitos de analizar la incidencia de las medidas adoptadas en el orden nacional y provincial en la estructura tarifaria y en la situación económica-financiera de los prestadores de servicios públicos de jurisdicción provincial y de propiciar las acciones pertinentes para garantizar la prestación de los mismos (Decreto Nº 1.175/02). En vistas de concretar las adecuaciones contractuales y legislativas que fueren necesarias para tornar sustentable económica, jurídica y técnicamente el servicio de distribución de electricidad, la Comisión elaboró un informe con recomendaciones de cambios en el marco regulatorio, que se implementaron mediante la aprobación de la Ley Nº 13.173 en marzo de 2004. En agosto, el Ministerio de Infraestructura solicitó a las tres distribuidoras provinciales la presentación de un modelo estructural económico de los costos de operación y mantenimiento asociado a la prestación del servicio y la valuación de los activos puestos a disposición (Res. Nº 489/04).

A los efectos de encauzar armónicamente el rumbo de las negociaciones, el gobierno de la Provincia y las distribuidoras provinciales firmaron Protocolos de Entendimiento que constituyeron un principio de acuerdo general en los temas de la reformulación contractual, tarifas y resolución de controversias legales. EDEA suscribió el suyo el 27 de enero de 2006. En dichos protocolos, se fijaron los senderos de recupero de ingresos mediante modelos económicos y financieros que determinaran un equilibrio básico y objetivo a ser alcanzado por las compañías, teniendo en cuenta los niveles de calidad establecidos en los contratos de concesión y previendo una remuneración al capital invertido fijada en el 4% anual (EDEA, 2006; EDEN, 2013; Res. Nº 61/09, Considerandos). La renegociación culminaría a los dos años de la suscripción con la Revisión Tarifaria Integral, al igual que en la adecuación de contratos de las empresas nacionales. Un aspecto central del protocolo fue que la provincia aseguró al OCEBA o al concesionario el derecho a solicitar ajustes extraordinarios cuando los cálculos de costos demostrasen variaciones de, al menos, un 5% respecto de los que fueron incluidos originalmente en los modelos económicos. Por la parte de EDEA, se comprometía a desistir de las acciones legales por perjuicios en las inversiones motivadas en la emergencia nacional y provincial; de forma que se resolvía definitivamente la demanda instaurada por Camuzzi contra la Argentina en el CIADI (Decreto Nº 3.192/06, Considerandos). En junio, EDEA y la Provincia suscribieron la Addenda de Adecuación, que fue aprobada en el mes de noviembre mediante el Decreto Nº 3.192/06.

En 2008, una vez cumplidos los dos años pactados en el Protocolo, se instruyó al OCEBA y a la DPA a iniciar los estudios tendientes a la Revisión Tarifaria Integral (Decreto Nº 1578/08). Sin embargo, luego de haberse presentado los correspondientes estudios técnico-

económicos¹²², el proceso de adecuación tarifaria integral -al igual que sucedió en el ámbito de las distribuidoras nacionales- continúa en suspenso. En ausencia de su cumplimiento, no obstante, sí han sido autorizados varios ajustes de carácter “extraordinario” y se aprobaron mecanismos de transferencia de capital, tales como la desafectación de montos dinerarios provenientes de penalidades por problemas en la calidad del servicio o la disponibilidad de fondos recaudados por el Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica para solventar inversiones en obras de infraestructura, con los que se pretendió asegurar la viabilidad de las actividades que componen el servicio de distribución eléctrica.

Entretanto, la suerte de las cooperativas eléctricas quedó atada a los vaivenes del prolongado proceso de negociaciones que ha concitado a las distribuidoras provinciales y las autoridades provinciales, debido a que: i) sus respectivas concesiones no son el resultado de la reforma sectorial de los noventa y ii) siendo calificadas como subdistribuidoras de orden municipal, aplican el cuadro tarifario de la distribuidora provincial en cuya área de concesión prestan el servicio.

5.4.2. Evolución de la demanda eléctrica

Pasada la crisis del turismo masivo de fines de los noventa, varios lugares de la costa atlántica se convierten en una interesante plaza del negocio inmobiliario argentino en la que desarrolladores urbanos y otros agentes productores del espacio eligen colocar inversiones ligadas a la apropiación de la renta turística (residencias; hoteles, cabañas y otras formas de alojamiento, locales comerciales, etc.). Mención aparte merece el centro multifuncional de la ciudad de Mar del Plata, ya que la revitalización productiva, en general, y el “boom” de las construcciones, en particular, exceden lo netamente turístico para abarcar al conjunto de las actividades motoras de su economía y a otros espacios de su geografía. En menor medida, a Necochea también le cabría esta consideración. Más allá de las razones específicas de cada caso local, lo importante es que en todos ellos el crecimiento económico y urbano da lugar a nuevos usuarios eléctricos.¹²³ Es decir que, en esta coyuntura, el aumento de la demanda eléctrica local no sólo va asociado a una reanudación del consumo de usuarios preexistentes, sino también a una expansión notoria de las redes de media y baja tensión por la solicitud de nuevas conexiones.

En los diez años que van de 2002 a 2012, el consumo eléctrico crece un 57,3% a una tasa del 4,63%, casi idénticas proporciones que el crecimiento nacional. Pero a diferencia de lo que sucede a nivel país, en la microrregión se destacan dos etapas diferenciadas; una con crecimiento sostenido al 6,48% anual entre 2002 y 2008, que repite la onda nacional, y otra

¹²² El Ministerio de Infraestructura creó la Unidad Técnica de la Revisión Tarifaria Integral (UTRTI), que elaboró y presentó el informe correspondiente. En agosto de 2009, también la consultora PSI presentó un estudio elaborado a pedido de la Dirección Provincial de Energía y el OCEBA (Vitale, 2013). Y en 2010, se encomendó al Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (FREBA), por intermedio del Instituto de Cooperación para el Desarrollo Energético, el “Estudio Integral de Condiciones Sustentables para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en la Provincia de Buenos Aires (MOSP, *op.cit.*).

¹²³ El desarrollo agropecuario de la Posconvertibilidad también promovió la creación de nuevos usuarios en las zonas rurales y periurbanas de los partidos costeros con base turística. En la medida en que la desagregación de los datos y el nivel de complejidad de los asentamientos lo permiten, tratamos de restringir la consideración del subproceso de electrificación rural. En el caso de las cooperativas eléctricas que sirven en áreas periurbanas y/o en pequeñas localidades del Partido de General Pueyrredón, haremos mención de prácticas referidas con esta modalidad de producción espacial.

de crecimiento desacelerado en el lapso 2009-2012, con una tasa anual que disminuye al 2% y en la que llegan a registrarse algunas retracciones.¹²⁴ En el empuje de esa demanda, sin cuestionar el liderazgo que ejerce la ciudad de Mar del Plata, opera de forma simultánea una moderada desconcentración del consumo de energía hacia la costa norte, que incrementa su participación relativa frente a los centros urbanos del sudeste. Así, de una relación 83/17 en 2002, se pasa a una relación 80/20 hacia fines de la década de 2010. En consonancia, las tasas de crecimiento anual que exhiben los partidos de la costa norte (Pinamar, 7,81%; Villa Gesell, 7,04% y el Municipio de la Costa, 6,02%) son superiores a las tasas del sudeste (Gral. Alvarado-Miramar, 5,70%; Necochea, 4,67% y Gral. Pueyrredón-Mar del Plata, 4,40%).

Analizando la estructura regional del subsistema de los consumidores, puede notarse que las demandas residenciales y comerciales son las que dominan la marcha ascendente del período. Entre ambos segmentos representan más del 98% de los usuarios del servicio y el 71% de participación en la demanda y exhiben variaciones porcentuales 2002-2012 en el consumo de energía y en la cantidad de usuarios, respectivamente, del 57% y del 23% en los residenciales y del 67% y del 35% en los comerciales.

La demanda eléctrica de los comercios es el segmento local que resultó más sensible a la reactivación posdevaluación. En ambos indicadores, toma la delantera en comparación con los otros segmentos, además de ser el único que gana participación de consumo sobre el resto de la torta con un desplazamiento de 2-3 puntos. Estos indicadores también destacan en comparación con los valores medios nacionales; 35% contra 26% en el crecimiento de la cantidad de usuarios comerciales y 67% contra 53% en el crecimiento del consumo eléctrico comercial. Las demandas residenciales son las que protagonizan el ligero movimiento hacia el norte que experimenta el incremento de la demanda eléctrica regional. Entre 2002 y 2012, se conectan en la costa norte una cantidad de usuarios residenciales -33.000- en un rango semejante al de la totalidad del partido de Gral. Pueyrredón -38.500-, que significan una variación del consumo eléctrico residencial del 87% en la primera contra un 47% en el segundo. En función de ello, la participación relativa de la costa atlántica en este segmento del consumo sube del 18,8% al 22,4% y la de Gral. Pueyrredón baja del 69,4% al 64,9%. Este cambio proporcional en la evolución espacial del consumo eléctrico residencial expresa la nota de mayor relieve en las tendencias locales. El desempeño de las industrias livianas es un factor de menor trascendencia en la estructura de la demanda eléctrica local. Expresa, en promedio, un 15% de la participación en el consumo eléctrico y abarca solamente al 0,25% de los usuarios, radicados casi en su totalidad en las ciudades intermedias de Mar del Plata y de Necochea-Quequén.¹²⁵ Aunque la demanda eléctrica industrial crece un 60%, la base de 2002 es relativamente baja y al final del período la contribución en el total se mantiene en proporciones equivalentes. Llamativamente, es también el único segmento que reduce la cantidad de usuarios, con una variación 2002-2012 de -2%.

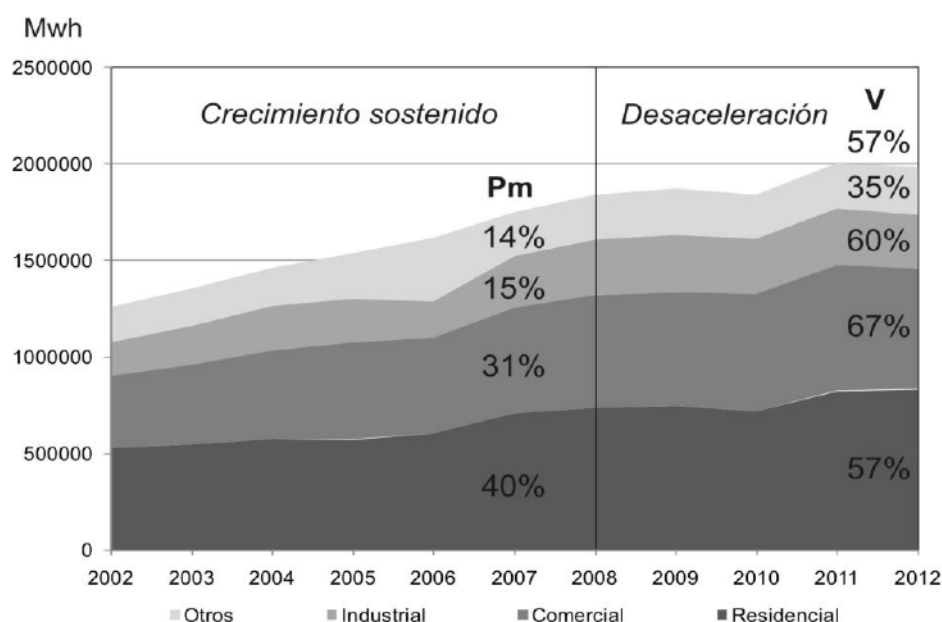
En este contexto de crecimiento, la demanda diaria máxima de potencia se superó verano tras verano (exceptuando el año 2008). De un pico de 465Mw en 2002, la potencia máxima trepa a 680Mw en 2011. A través de la desagregación de este indicador se constata la importancia relativa de la costa norte en el sistema regional. En 2002, la costa norte tuvo un pico de potencia de 118Mw contra 214Mw de Mar del Plata; en 2011, los picos fueron de 168Mw en la primera y 270Mw en la segunda (todos en el mes de enero). La costa norte, con un incremento superior al 42% entre 2002 y 2011, ha sido responsable de conservar un

¹²⁴ Todos los datos procesados en la sección pertenecen a Secretaría de Energía (2003-2013).

¹²⁵ De hecho, los partidos de Pinamar y Villa Gesell no poseen usuarios industriales. Las industrias próximas se hallan ubicadas en el colindante partido de Gral. Madariaga, separado de aquéllos por la Ruta Nacional 11.

25% del impulso que en cada temporada lleva al pico de potencia regional. En Mar del Plata, mientras tanto, el aumento fue de un 26% y la participación bajó del 46% al 40%.¹²⁶

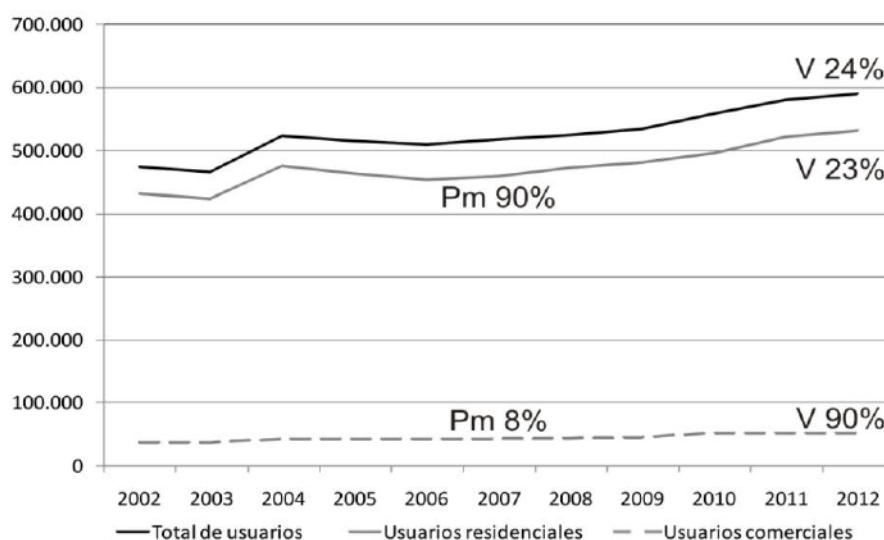
GRÁFICO Nº 31. Consumo eléctrico de la costa atlántica por segmento (Mwh). 2002-2012.



Pm: Participación media, V: Variación 2002-2012. Los cálculos consideran la suma de los consumos totales de cada uno de los seis partidos de la región (La Costa, Pinamar, Villa Gesell, Gral. Pueyrredón, Gral. Alvarado y Necochea) para cada segmento del consumo. El segmento "Otros" incluye las categorías "alumbrado público", "rural", "oficial", "servicios sanitarios", "riego" y "otros" de la Secretaría de Energía.

Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (2003-2013).

GRÁFICO Nº 32. Cantidad de usuarios eléctricos de la costa atlántica. 2002-2012.



Las series de los segmentos "Industrial" (0,24%) y "Otros" (1,5%) no se incluyen en el gráfico debido a que la muy bajas proporciones impiden su visualización en el conjunto. Para hacerlo, sería necesaria una ampliación notable de la escala del gráfico.

Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (2003-2013).

¹²⁶ Ampliamos el análisis de la evolución de la demanda de potencia en la siguiente sección, en comparación con la evolución de la potencia instalada local.

Con respecto a la desaceleración de la demanda eléctrica en la etapa 2009-2012, es admisible sugerir una confluencia de los siguientes factores: (i) los altibajos que atraviesa la actividad turística en dicha fase, al compás de la desaceleración del crecimiento económico de la Posconvertibilidad; (ii) una leve desconcentración de la afluencia del turismo hacia los meses de temporada baja y (iii) el probable mayor impacto relativo de acciones tales como el recambio de luminarias en hogares y alumbrado público del PRONUREE en una estructura que posee muy alta participación del consumo residencial y significativa participación de los consumos energéticos en funciones de la administración pública.

5.4.3. Exigencias y restricciones en el sistema local de oferta eléctrica

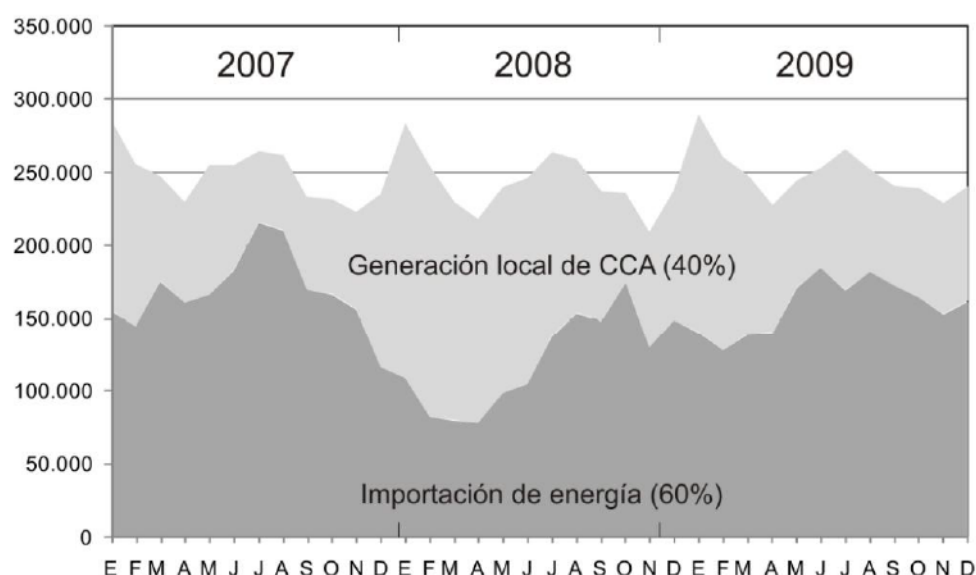
Para alimentar los niveles crecientes de la demanda, la energía del MEM transmitida por los corredores provinciales resultó insuficiente, tanto por la limitada capacidad técnica de transporte como por el progresivo déficit en oferta de generación que el país padeció hacia 2007, y debió apelarse cada vez con mayor insistencia a la generación forzada de CCA. El Gráfico Nº 33 permite visualizar los niveles de cobertura de la demanda eléctrica local que tuvo cada medio principal del abastecimiento en el trienio 2007-2009.¹²⁷ En el acumulado, la energía importada satisfizo el 60% de los requerimientos y el aporte de CCA cubrió el 40% restante. Se detectan dos claras regularidades en el comportamiento del suministro. Una, la energía que ingresa por las líneas de transmisión abarca una mayor porción de cobertura de la demanda durante los meses de invierno y primavera, coincidiendo con el período del año en que las principales cuencas hidráulicas del país producen los mayores aportes y en que la demanda de los combustibles líquidos que se comenzaron a utilizar en la generación térmica como alternativa al gas se ven expuestos a la competencia del uso agrícola. En estos meses, la energía importada satisface alrededor del 70% de la demanda, alcanzando participaciones del 80%, tal como indican los registros de 2007. La otra está en la fuerte dependencia de la generación de CCA para alimentar la demanda eléctrica de la temporada estival, sobre todo, la del pico anual del mes de enero, en la que se genera más del 60% de la energía que se consume en el área atlántica.

Esta composición de la demanda es el resultado de las limitaciones agravadas en el sistema de transporte del sudeste provincial. Las restricciones más severas a la emisión de energía del SADI hacia la costa atlántica se manifiestan en el par de líneas de Olavarría-Tandil y Olavarría-Barker (tal como fue señalado en el Mapa Nº 4), calificadas por Transba como “vínculos altamente solicitados” (en Arnera y Nizovoy, *op.cit.*) que requieren una ampliación de su capacidad. El Ing. Armando Lenguitti, Gerente de Planificación y Desarrollo de Transba, sostiene que en la región atlántica, las dificultades operativas del transporte por falta de expansión son un problema muy evidente, sobre todo, en la temporada estival (ENRE, 2001). En relación al abastecimiento eléctrico de la costa norte, Alberto Lettieri, presidente de la Federación de Cooperativas del Partido de la Costa, declaraba en 2009 a un diario local, que: “los canales de transporte de la energía no tienen capacidad suficiente para hacerla llegar al Partido de La Costa” (Diario en la Costa, 21/04/09). Por su parte, el Arq. Roberto Otero,

¹²⁷ Utilizamos la serie 2007-2009, dado que es la única para ambas variables disponibles en la base estadística suministrada por CCA que se encuentra completa. De todos modos, creemos que no afecta la representatividad de lo que intentamos demostrar, la dependencia de la complementación de aportes de generación local y de la energía importada en la cobertura de la demanda eléctrica local.

presidente de la Cooperativa de Agua y Luz de Pinamar (CALP), afirma que el padecimiento del Partido de la Costa es extensivo a la realidad de los partidos de Pinamar y Villa Gesell, en particular, y de toda la costa atlántica, en general, y comenta que en momentos de demanda alta de energía, “los cables funcionan al rojo vivo” [en referencia al sobrecalentamiento por efecto de la sobrecarga] (com. pers., 2013). Frente a las cada vez más frecuentes caídas de tensión producidas por la sobrecarga, y a fines de evitar que se disparen las protecciones que llevarían reiteradamente a cortes del suministro, las autoridades regulatorias aprobaron reducir el límite de tensión mínima admisible de 125kv a 118kv (*ibíd.*).¹²⁸ De esta manera, el sistema continúa entregando energía bajo condiciones operativas subnormales que corroen los componentes técnicos de la red y acortan su vida útil, que maximizan las pérdidas por sobrecalentamiento y que envían un producto de inferior calidad a las redes de distribución. Debido a la falta de reserva de transporte y transformación, hay crecientes dificultades para disponer de las instalaciones para realizar su mantenimiento (Transba, 2012:13). Además, todavía existe una cantidad considerable de localidades de la zona que exhiben un consumo eléctrico relativamente alto y variable sin vinculación o débilmente vinculadas a la red del transporte provincial.

GRÁFICO Nº 33. Cobertura de la demanda eléctrica de la costa atlántica. 2007-2009.



Fuente: elaboración propia con datos de CCA (2007-2010).

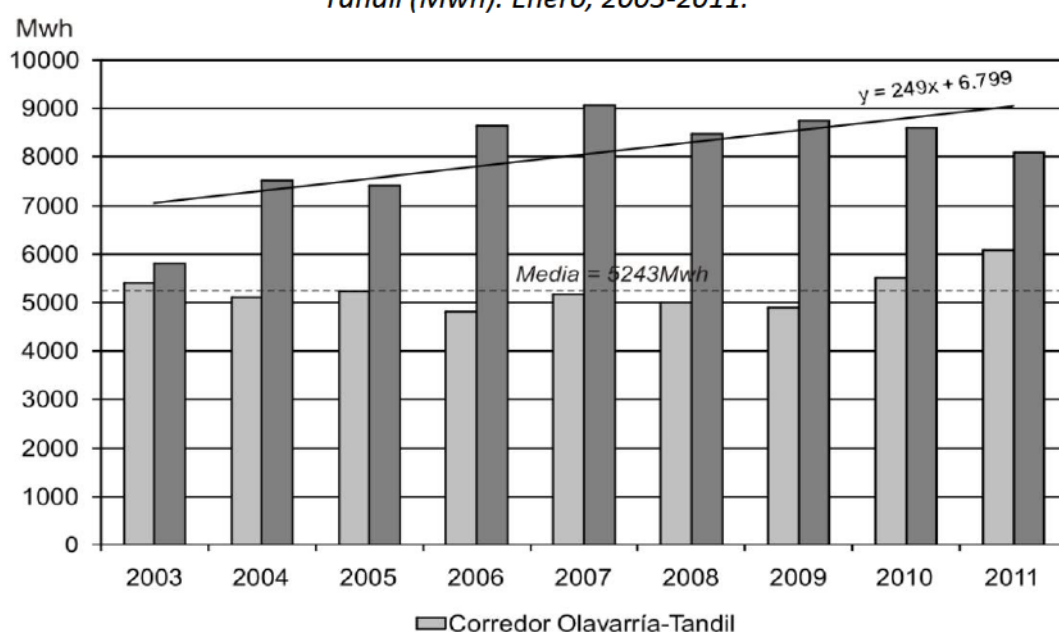
Ahora bien, más allá de las dificultades que se detectan en ciertos tramos de la red, es preciso tener en cuenta que las deficiencias infraestructurales del transporte eléctrico en la región es un problema de conjunto. Esto se debe, como explican Bour y Carman (2004), a la propiedad física de no direccionalidad que caracteriza a la electricidad, lo que significa que en una estructura en malla no es posible excluir de los flujos de la energía a un conjunto identificable de usuarios. Por lo tanto, una demanda adicional en una localidad vinculada a la red de transporte da lugar a una carga extra en otros de sus nodos. Esta es la situación que se presenta no sólo en la costa atlántica, donde los efectos son más notables, sino en toda la provincia de Buenos Aires y que obliga a una solución simultánea de toda la transmisión y la

¹²⁸ El Reglamento de Diseño y Calidad del Sistema de Transporte por Distribución Troncal (Anexo 16.7 de Los Procedimientos) de CAMMESA, establece que la tensión debe permanecer dentro de una tolerancia de $\pm 5\%$ respecto de los 132Kv, esto es, entre un máximo de 138,6Kv y un mínimo de 125,4kv (Sitio de CAMMESA).

distribución para alcanzar la optimalidad del sistema, un aspecto que vendría a requerir la reposición del grado de centralización que existía antes de las reformas (*ibíd.*).

El Gráfico Nº 34 intenta dar una idea de los límites al aprovechamiento de la energía eléctrica importada por el enlace central de la costa atlántica, comparando la magnitud de sus aportes con la de los entregados por CCA para cubrir la demanda de enero. Allí se ve que, con el paso de los veranos, el despacho de la línea Olavarría-Tandil se mantuvo firme en el orden de los 5.200Mwh y que, en compensación, la generación despachada en enero por CCA debió aumentar continuamente desde 2003 a 2007, año en el cual toca su pico máximo, para estabilizarse en un valor que ronda los 8.500Mwh. A partir de 2010, el despacho de la línea Olavarría-Tandil levanta la contribución absoluta y relativa, por la oferta incrementada en el SADI, y la generación de CCA se distiende moderadamente.

GRÁFICO Nº 34. *Energía generada por CCA y energía despachada por el corredor Olavarría-Tandil (Mwh). Enero, 2003-2011.*



Fuente: elaboración propia con datos de CCA.

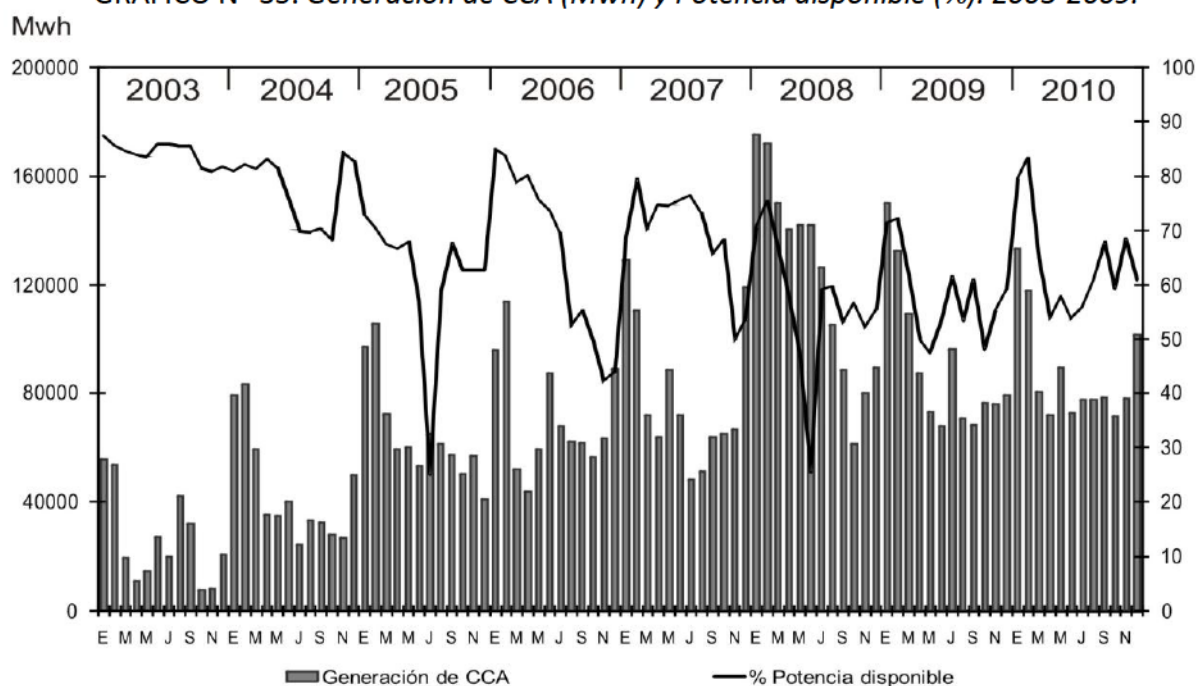
Pero el recurso a las centrales locales no sólo se da en verano. La demanda creciente incitó una dependencia igualmente creciente de la generación de reserva de CCA a lo largo de todos los meses del año, conservando la regularidad del ciclo. La extraordinaria evolución de la generación mensual de energía en el período de la emergencia puede comprobarse en el Gráfico Nº 35. En los cinco años comprendidos entre 2003 y 2008, el momento del mayor despacho, la producción eléctrica crece un 372%. En la etapa de estancamiento en la oferta de generación, las unidades debieron funcionar a máxima capacidad, despachando energía prácticamente todo el día, sin contar con reserva de potencia, con altos riesgos de rotura derivados de la exigencia y sin posibilidad de respetar el calendario de mantenimiento y reparaciones (CCA, 2007). El Informe Operativo de CCA de enero de 2008, ponderaba la respuesta satisfactoria que habían tenido las unidades de generación frente a la intensidad del verano, pero, también expresaba en tono de alarma que “no se sabe cuáles serán los costos de semejante desgaste, sobre todo, para las unidades turbogas que están diseñadas para funcionar en el horario pico y no como unidades de base” (CCA, 2008). Además, como el mecanismo del despacho económico fija el precio de la energía según el costo de la última

máquina que ingresa al sistema, recurrir a la generación forzada de CCA encarece el valor de toda la energía consumida en el MEM (Fundelec, 2004). La solicitud de funcionamiento casi continuo por parte de CAMMESA, combinada con el tope en el acceso de la energía por los canales principales de la transmisión provincial, llevó a la inédita situación en la que la costa atlántica se convirtió circunstancialmente en una región exportadora neta. Este cambio de sentido en el flujo eléctrico ejemplifica el “ensanchamiento” del espacio relativo de la red que se puso de manifiesto en la crisis del sector.

El retroceso del 26% que experimenta la generación eléctrica total en 2009 y del 3,5% nuevamente en 2010, se debió a la menor cantidad de horas en que fueron despachadas las unidades de CCA por requerimientos del MEM, en correlación con el destrabe de la oferta a nivel nacional, aunque, en cambio, en dicho año volvió a aumentar la cantidad de horas en que funcionaron por necesidades técnicas de la zona (CCA, 2009 y 2010). En el período de relajación, la distensión se reconoce, básicamente, en los meses de máxima demanda de la temporada estival, mientras que los aportes permanecen en un valor constante durante el resto del año.

El Gráfico Nº 35 también muestra la evolución del índice de potencia disponible. Allí se advierte que conforme crece la generación, lo que implica un aumento constante del factor de utilización, el esfuerzo al que se someten las diversas máquinas deteriora el grado de disponibilidad del parque, que pasa de una media del 84,4% en 2003 a una media mínima del 58% en 2009 y del 64% en 2010. Interesa ver que, pese a la relativa liberación de carga que se da desde 2009, la potencia disponible permanece en descenso, lo que informa sobre los resultados de la aceleración del desgaste de una maquinaria basada en una tecnología que no se halla preparada para la operación que fue obligada a soportar. La leve mejoría de 6 puntos porcentuales de 2010, es un valor que no alcanza a quitar a las centrales del rango del deterioro acumulado y que resta niveles de maniobrabilidad y seguridad al suministro. La indisponibilidad creciente tiene graves implicancias económicas porque dejan de percibirse ingresos por la remuneración de potencia puesta a disposición del despacho.

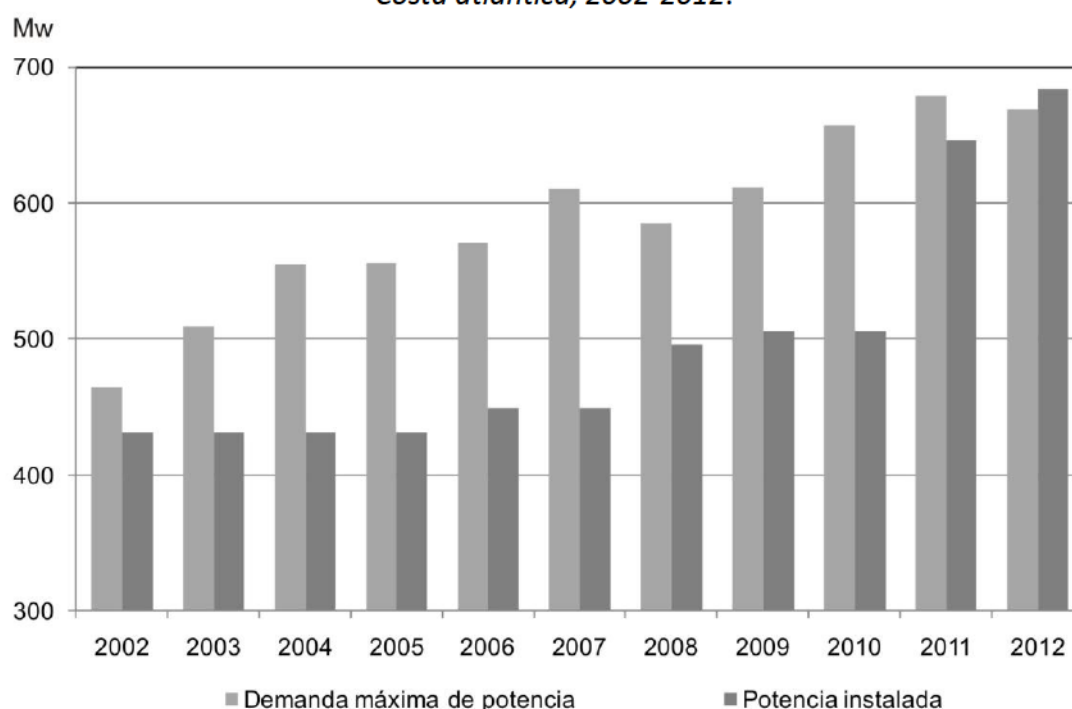
GRÁFICO Nº 35. *Generación de CCA (Mwh) y Potencia disponible (%). 2003-2009.*



Fuente: elaboración propia con datos de CCA (2008-2010).

Un factor que ayuda a comprender la sobreexigencia viene dado por el hecho de que en una primera etapa del período -que coincide con la fase de estancamiento de la oferta a escala nacional (2002-2007)- la potencia permaneció casi invariable, de modo que todos los esfuerzos necesarios recayeron sobre las mismas unidades de generación. Esto significa que una potencia casi intacta debió enfrentar año tras año la superación de la demanda máxima de potencia que acompañó el crecimiento del consumo eléctrico (ver Gráfico N° 36). Hacia 2007, la reserva de potencia de los momentos pico quedó reducida prácticamente a cero. A partir de 2008, comienzan a producirse saltos discretos de la potencia instalada de relativa magnitud, originados por diferentes medidas paliativas, que permitieron, por un lado, seguir atendiendo las necesidades locales de energía y, por el otro, contar con algunas variantes para rotar las unidades a despachar frente a los inconvenientes de indisponibilidad que sufre CCA. Lamentablemente, al momento del cierre de la tesis, no existen datos actualizados sobre la indisponibilidad del parque de CCA (serie 2010-2012) ni datos públicos sobre la indisponibilidad de los equipos de generación distribuida instalados en el área atlántica para construir una evolución comparada de los indicadores que ofrezca una imagen más acorde a la exigencia. Por lo tanto, los saltos discretos de la potencia conseguidos fundamentalmente en 2008, 2011 y 2012, son un desahogo que no debe confundirse con una expansión bruta del sistema, sino que debe entenderse como un efecto de compensación del desgaste y de la salida de operación de las máquinas de CCA.

GRÁFICO N° 36. *Demanda máxima de potencia y Potencia instalada nominal (Mw). Costa atlántica, 2002-2012.*



Fuente: elaboración propia con datos de CCA, Secretaría de Energía (2007-2013) y Edea (2013).

Una última dificultad que han venido soportando las centrales locales, como parte de un fenómeno generalizado en el parque térmico nacional, se relaciona con el consumo de combustibles líquidos de menor calidad como alternativa al gas natural escaso. Al sustituirse el gas por gasoil o fuel oil no sólo se incrementan los costos de generación de la energía, que pueden multiplicarse hasta unas cuatro veces, sino que también se afecta negativamente la

mecánica de los equipos, provocando una mayor probabilidad de fallas y perturbaciones y obligando a acortar los períodos de operación para realizar tareas de limpieza, reparación y mantenimiento, lo que redundó, a su vez, en costos adicionales de la producción. Es decir que el reemplazo del gas por combustibles menos eficientes, en los niveles significativos que comenzó a darse sistemáticamente en 2007, maximiza los costos y minimiza el rendimiento.

El círculo vicioso de los combustibles alcanzó eventualmente a CCA, pero se trata, en verdad, de un proceso general de pérdida de eficiencia energética y económica que asoma como un daño contingente de la estrategia cortoplacista de ampliación de la oferta de generación mediante unos refuerzos que se suponen temporarios para combatir el estado de emergencia en el que se coloca el sistema eléctrico nacional en la Posconvertibilidad y que resulta más evidente en determinados puntos de la red. En el caso local, las limitaciones de potencia de CCA, una vez realizado el enorme esfuerzo de generación permanente de energía que hemos descrito, se debió comenzar a depender inusualmente, como veremos a continuación, de equipos térmicos de generación distribuida, en su mayoría, consumidores voraces de gasoil.

Resumiendo, para poder cumplir con los requerimientos del suministro eléctrico de la costa atlántica, la infraestructura regional de transporte y generación debió operar al límite de su capacidad, promoviendo un uso inadecuado de las instalaciones técnicas que acelera los tiempos de desgaste físico, careciendo de niveles de reserva para enfrentar contingencias simples, incurriendo en mayores costos de operación, mantenimiento, capital, combustible, etc., y perdiendo confiabilidad en el servicio.

5.4.4. La ampliación que no fue y los paliativos para una emergencia persistente

Un escenario con las restricciones que hemos descrito, disponía de razones de sobra para justificar ampliaciones estratégicas de las capacidades de generación y transporte de la costa atlántica. Algunas de las obras propuestas se habían planificado y/o sugerido, incluso, en un tiempo muy anterior al de la emergencia energética, con el fin de dar respuestas a los picos de la demanda del verano, y hallaban ahora un contexto que revitalizaba la discusión sobre la necesidad de efectivizar las soluciones técnicas adecuadas para superar los escollos del abastecimiento, formados históricamente y empeorados por la coyuntura económica del cambio de modo de desarrollo.

Una de las soluciones planteadas al encorsetamiento regional de la electricidad viene dada por la interconexión de la región al SADI, esto es, mediante el tendido de una línea de extra alta tensión (LEAT) en 500kv que permita ampliar la capacidad de transmisión de forma sustancial, a la vez que se alivian las cargas en las líneas sobreutilizadas de la red de 132kv de Transba y en los transformadores saturados. Originalmente, el notable desarrollo urbano-turístico que venían evidenciando los principales asentamientos de la zona (Mar del Plata, Villa Gesell, San Bernardo, Mar de Ajó, entre otros) en los años ochentas, y que alentaban un fuerte aumento del consumo eléctrico estival, motivó que, ya por entonces, la ampliación ingresase en la carpeta de las obras previstas para un futuro próximo (González, com. pers., 2010; Otero, com. pers.). El proceso de reestructuración neoliberal de la economía argentina plasmó una lógica de crecimiento sectorial que -por las razones analizadas en el anterior capítulo- hacía inviable las grandes inversiones de capital en este tipo de emprendimientos. El Plan Federal de Transporte en 500kv del año 1999, contuvo entre su selección de obras la iniciativa de construir la “interconexión atlántica” al SADI a través de la ciudad de Mar del

Plata, pero el agotamiento de la Convertibilidad, y la crisis que trajo aparejada, hicieron naufragar toda tentativa de planificación sectorial. Al final, el estado de emergencia eléctrica de la Posconvertibilidad, que marcó limitaciones físicas no sólo en el verano, sino en todos los meses del año, puso el debate sobre la factibilidad de realizar esta línea indispensable para el desarrollo de la región nuevamente sobre la mesa.

Más allá de las diferencias técnicas, referidas al punto de enlace de la costa atlántica con el sistema nacional, existe un consenso entre los actores del sector y de la gestión sobre las bondades del proyecto. En opinión de EDEA, esta obra es considerada como “la solución definitiva al recurrente déficit de oferta que por décadas viene manifestándose cíclicamente en la región atlántica” (EDEA, 2008a). En palabras del Sr. José Rigane, Secretario General del Sindicato de Luz y Fuerza Mar del Plata, representa “una solución de fondo [que] daría una idea de resolución final”, y agrega que “de esta manera todo el centro-sudeste estaría en un anillado donde difícilmente falte energía en algún momento y que finalmente se tendrá que hacer” (La Capital, 04/10/06). En ocasión de celebrarse en Mar del Plata la reunión plenaria del Consejo Federal de la Energía Eléctrica, el Ing. Daniel Cameron, Secretario de Energía de la Nación, dijo que la línea de 500kv es “la solución final para el abastecimiento de la costa” (La Capital, 07/04/06). Una consideración idéntica emitía poco tiempo después la Ministra de Infraestructura bonaerense, Arq. Cristina Álvarez Rodríguez, al valorar el proyecto como “la solución definitiva para la próxima década a los problemas del abastecimiento eléctrico en la costa bonaerense” (MI-GBA, 2008).

En los estudios técnicos que en 2003 emprendió el CFEE a pedido de la Secretaría de Energía, con miras a subsanar el retraso del sistema de transporte, heredado del fracaso que la reforma sectorial demostró en dicho rubro, se incluyó el proyecto como una solución de largo plazo, manteniendo las estaciones transformadoras de Abasto y Mar del Plata como los nodos más convenientes a ser interconectados por la futura línea. Los resultados fueron publicados al año siguiente en el documento intitulado “Revisión de la Priorización de Obras del Plan Federal de Transporte Eléctrico II 2004-2010”. Complementariamente, la propuesta de solución integral consideró el tendido de una línea de 132kv entre Mar del Plata y Villa Gesell para evacuar hacia la costa norte la energía del MEM que transportará la LEAT y para concretar una unión directa entre ambos subespacios. Como alternativa de corto plazo, se adjuntó una propuesta planteada por EDEA de montaje de un corredor adicional en 132kv entre Olavarría y Mar del Plata, que consistiría en dos tramos, una segunda línea Olavarría-Tandil y una línea Barker-Mar del Plata. Otras doce ampliaciones menores completaban un total de quince obras requeridas para alimentar sin contratiempos al área atlántica en el horizonte de estudio (el año 2010). El citado informe calificó a la interconexión en 500kv, al complemento Mar del Plata-Villa Gesell y a la segunda línea Olavarría-Tandil en el Orden de Prioridad “A”, esto es, “Obras para evitar cortes de demanda requeridos por sobrecarga o niveles de tensión inadmisibles en condiciones de red completa”, y recomendó concluir la entrada en servicio de todo el conjunto en el año 2009 para evitar problemas del suministro, considerando que en una primera etapa debería preverse para 2008 el ingreso de las dos líneas de 132kv (CFEE, 2004).¹²⁹ La prospectiva de Transener va más lejos en el horizonte de la configuración de la red de transporte en extra alta tensión e incluye -aunque sin aclarar un año preciso de entrada en servicio- tanto a la interconexión Mar del Plata-Abasto como a la interconexión Bahía Blanca-Mar del Plata, lo que permitiría cerrar un nuevo anillado que

¹²⁹ La línea Barker-Mar del Plata recibió Orden de Prioridad “C”, “Obras relacionadas con mejoras en la seguridad y confiabilidad, adecuación de los sistemas a los criterios de diseño, mejoras de la calidad del servicio o del producto técnico, de flexibilización de la operación, etc.” (CFEE, 2004).

reportaría beneficios a la totalidad del sistema: incorporar generación en el Comahue y en las zonas sur y atlántica de la provincia de Buenos Aires y asegurar el abastecimiento de la costa atlántica (Sitio de Transener; Nitardi, 2009).

En el segmento de la generación eléctrica, también se planificaron importantes obras de repotenciación para las centrales de CCA. Un informe de FUNDELEC sobre la calidad del servicio eléctrico de la costa atlántica aseguraba que los equipos de las centrales de la costa “quedaron obsoletos” y “necesitan una urgente modernización” (FUNDELEC, 2007, *op.cit.*). La ministra Álvarez Rodríguez, en oportunidad de compartir visiones sobre la problemática local de la energía, se dirigía a la prensa recordando que las Centrales de la Costa, a pesar de encontrarse ubicadas estratégicamente y jugar un rol fundamental durante las temporadas de verano, nunca han recibido inversiones de escala (La Capital, 24/04/09).

Así, en septiembre de 2006, se suscribió en el marco del PEN un Acta Acuerdo para la modernización del parque de generación de CCA, aprobada en 2007 mediante los decretos Nº 650/07 de la Provincia y Nº 106/07 de la Nación, que contempló, específicamente, la repotenciación de la Central 9 de Julio de Mar del Plata y de la Central Villa Gesell y en el que el estado nacional asumió el compromiso de otorgar 150 millones de pesos como cuota del financiamiento total, que debería ser diseñado e instrumentado por el gobierno provincial (GBA, 2009).¹³⁰ En el acto por la firma del acuerdo, el Ministro de Planificación, Arq. Julio De Vido, vitoreó que: “De esta forma garantizaremos el crecimiento sostenido de la oferta eléctrica de la zona, atento al crecimiento industrial, turístico y agropecuario, alejando cualquier pronóstico agorero al respecto” (Ocho de Octubre, 9/10/06).

La modernización de la primera consistiría en la instalación de un ciclo combinado gas-vapor de una capacidad aproximada de 160/200Mw de potencia nominal, en la segunda se instalaría una turbina a gas en ciclo simple de 60/80Mw (CCA, 2006). Según los plazos del compromiso asumido inicialmente, en julio de 2007, se instalaría la turbina de Villa Gesell; en septiembre de ese mismo año, la turbina a ciclo abierto de Mar del Plata, y en septiembre de 2008, se cerraría el ciclo térmico (*ibíd*). En paralelo, ENARSA lanzó en 2007 un plan de inversiones de 3.250 millones de pesos para incrementar en 1.500Mw la potencia instalada en el MEM, construyendo y vinculando al SADI cinco grandes centrales térmicas (Sitio de ENARSA). Uno de esos proyectos fue el denominado “Central Termoeléctrica Necochea II”, que se emplazaría en el predio de la Central Necochea de CCA y que pretende instalar un turbogenerador de gas con potencia de 110/145Mw (ENARSA, 2007). Hasta 2006, año en que se incorpora una turbina de 17Mw en la CT Villa Gesell, la potencia instalada total de CCA se ubicaba en 432Mw (34Mw en CT Mar de Ajó, 33Mw en CT Villa Gesell, 159Mw en CT 9 de Julio y 206Mw en CT Necochea). Por lo tanto, la concreción de este conjunto de obras elevaría la potencia instalada de la región a unos 762/857Mw (en función del rango de los valores propuestos en cada proyecto), lo que equivaldría a un fuerte aumento del 75/98% en un plazo razonablemente corto.

Considerando que la última ampliación de potencia se había producido en 1993 -por la instalación de una máquina de 17Mw en la Central 9 de Julio- y que la última ampliación de la capacidad de transmisión estuvo accesible en 2001 -por entrada en servicio de la línea Olavarría-Barker de 132kv-, los anuncios precipitados en tiempos de reconocimiento de la urgencia del sistema eléctrico descollaban un escenario prospectivo sumamente promisorio, no sólo para descomprimir la presión sobre las limitaciones infraestructurales de la costa atlántica, sino ya para perfilarla como una zona de excedentes energéticos que, por un lado,

¹³⁰ Para facilitar la concreción del proyecto de modernización, la Provincia ordenó eximir del pago del impuesto de Sellos a todos los actos, contratos y operaciones que, a tal fin, sean suscriptos por CCA (Ley Nº 13.713/07).

contribuirían a alimentar la sostenida demanda creciente del MEM y, por el otro, favorecería la localización de emprendimientos productivos intensivos en el uso de energía eléctrica que diversificarían la matriz económica local.

Pues, bien, ¿cuál fue el balance que arroja la planificación energética regional al cabo del tiempo transcurrido, que ha superado todos los plazos estipulados? A fines de 2013, de las seis grandes obras previstas (tres para el área de transporte y tres para la de generación), sólo una pudo concretarse, la repotenciación de la Central Villa Gesell. En octubre de 2008, luego de dos licitaciones desiertas, se realizó un tercer llamado en el cual se adjudicó la obra a la UTE (Unión Transitoria de Empresas) compuesta por Ingeniería Ronza S.A. y Fainser S.A. por una inversión de 370 millones de pesos (SCP-GBA, 2010). La modernización consistió en la instalación de una turbina de 75Mw que quedó comercialmente habilitada a partir de julio de 2011 (SE, 2012) y aumentó en una vez y media la potencia instalada de la CT Villa Gesell y en un 17% la de CCA.

En los otros dos casos del subsector de generación, los procesos siguieron caminos diferentes para llegar al mismo destino de irrealización. En julio de 2008, fueron rechazadas las dos propuestas que habían sido presentadas en la licitación de la Central Necochea II de agosto de 2007. Una de las ofertas, de la empresa Construcciones Térmicas, fue rechazada por “inadmisibles”, que significa que “no se ajusta al pliego”; la otra, realizada por la UTE Isolux Ingeniería-lecsa, se rechazó por “inconveniente”, esto es, que “los precios tienen desvíos aproximados del 160% respecto al presupuesto oficial”, valuado en 237 millones de pesos (AGN, 2012:9). Desde entonces, no se han comunicado resoluciones fidedignas acerca de una posible nueva convocatoria. Para el proyecto de la Central 9 de Julio, hubo dilaciones debido a diferentes razones. Primero, dos intentos de licitación resultaron fallidos por no aceptarse las propuestas, hasta que, finalmente, en un tercer llamado de abril de 2009, las obras fueron adjudicadas a la empresa Electroingeniería (La Capital, 24/04/09). Y en segundo término, una vez producida la adjudicación surgieron problemas financieros para solventar unos costos de construcción significativamente abultados, más otros problemas de carácter técnico; ello complicó la contratación de los servicios específicos de diseño, planificación y montaje y demoró el inicio de los trabajos (Desafío Económico, 2010; El Eco, 2013).

En años de déficit de generación en el sistema eléctrico nacional, lo que no dejaría excedentes de energía que circular hacia los nodos de consumo de la costa atlántica, la suerte de las líneas de transmisión planificadas para robustecer la calidad, la seguridad y la eficiencia del abastecimiento local no podía ser mejor que la corrida por los proyectos de las centrales. En ninguno de los proyectos elaborados se contó con la decisión política para efectivizar siquiera los llamados a licitación o a concurso en los plazos previstos. En los tres casos, el principal inconveniente que llevó a postergar la iniciativa se debió directamente a la falta de recursos financieros (Sitio del FREBA), independientemente de cuales fueren los mecanismos de asignación y la fuente de dichos recursos. Asimismo, en los diez años que transcurrieron desde que tomaron impulso las inversiones del Plan Federal de Transporte Eléctrico y la arquitectura de la red cambió sensiblemente, algunos de los proyectos fueron reformulados.

La construcción de los dos tramos del corredor adicional Olavarría-Mar del Plata, había sido impulsada por EDEA como parte del Plan de Obras del Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (FREBA), creado en el año 1999 por asociación de la mayoría de los agentes distribuidores del sector eléctrico provincial, y con asesoramiento de Transba y Transener, con el objeto de promover y financiar el desarrollo de los sistemas de transporte de extra alta tensión y por distribución troncal. Para ello, se constituyó el Fondo Fiduciario

para Inversiones en Transporte de la Provincia de Buenos Aires (FITBA) con los recursos que las distribuidoras empezaron a recaudar en febrero de 2001 por medio de la aplicación de un Agregado Tarifario, sancionado en 2000 por el Decreto Nº 4.052/00 y sufragado por la casi totalidad de los usuarios finales. Mediante esta vía, EDEA efectuó el recupero de los fondos que utilizó para financiar la ampliación en 132kv Olavarría-Barker. El citado plan de obras, cuya aprobación de actualización data de 2004 (Res. Nº 316/04), incluía las dos ampliaciones del corredor; la segunda línea Olavarría-Tandil, presupuestada en 18 millones de pesos, y la línea Barker-Mar del Plata, presupuestada en 24 millones de pesos; ambas debían entrar en servicio en marzo de 2004 (Anexo, Res. Nº 316/04). El plan, incluso, también contemplaba la interconexión en 500kv Mar del Plata-Abasto, con un valor de 58,5 millones de pesos y con fecha estimada de ingreso en 2007/2008 (*ibíd*). Sin embargo, al día de hoy, el FREBA arguye no disponer de recursos suficientes para encarar la realización de estas obras programadas, impedimento que fue atribuido al impacto de la devaluación en el costo de los trabajos, a la desaparición del crédito, a las limitaciones en el incremento tarifario -en función del cual se fija el valor proporcional del agregado tarifario- y el giro en la estrategia de desarrollo, que, frente a la imperiosa necesidad de elevar la oferta eléctrica en el muy corto plazo, redirigió recursos financieros al fomento de la generación distribuida (FREBA, 2005, 2006 y 2009).

Respecto de la interconexión de la zona atlántica al SADI, si bien el relanzamiento del Plan Federal de Transporte permitió dar grandes pasos en el desarrollo de infraestructuras de relevancia para regiones eléctricas marginales del país, no fue sino hasta un tiempo muy reciente que se publicitaron decisiones políticas en firme. En agosto de 2011, la Secretaría de Energía, a recomendación del CFEE, resolvió incorporar al Plan Federal de Transporte un conjunto de obras prioritarias, entre las que fue considerada la “interconexión atlántica”, y autorizó disponer de recursos del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal para ejecutarlas (Res. Nº 700/11). En una primera fase, se interconectaría a la ciudad de Mar del Plata con la ET de Bahía Blanca, y, seguidamente, se construiría un tramo de compensación entre Mar del Plata y la ET Abasto. Por la envergadura de estas obras, las más importantes para el abastecimiento eléctrico de la región, la ejecución demandaría unos ocho años. Así las cosas, el 21 de agosto de 2013, la presidente Dra. Cristina Fernández de Kirchner, anunció la realización del vínculo al SADI por medio de las dos líneas proyectadas y de la línea complementaria de 132kv Mar del Plata-Villa Gesell; en ese mismo acto público, formalizó la apertura de la licitación (La Capital, 22/08/13).

La ecuación resultante del recrudecimiento de las dificultades financieras, por un lado, y la indisponibilidad de los plazos necesarios para ir resolviendo de una forma duradera y eficiente la satisfacción de los requerimientos energéticos crecientes, por el otro, limitó los márgenes de decisión y acción de los agentes responsables del sistema, y la gestión de la emergencia sectorial se cerró, prácticamente, en una única modalidad paliativa, el uso de la generación distribuida. Veamos el detalle.

Para asegurar el aprovisionamiento eléctrico del área atlántica en la temporada de verano 2007-2008, los concesionarios del servicio de distribución contrataron generación distribuida y temporal por una potencia total de 26Mw, que fueron financiados con recursos del FITBA (Res. Nº 420/07). Gracias a la medida, EDEA adquirió diez equipos diesel móviles de 1,45Mw y los instaló en la localidad balnearia de San Clemente del Tuyú (EDEA, 2008b), ingresando en servicio en el mes de enero (SE, 2009) y manteniéndose en funcionamiento, según registros de CAMMESA, hasta julio de 2012 (Sitio de CAMMESA). En distintos puntos de los partidos de La Costa, Pinamar y Villa Gesell, las cooperativas eléctricas montaron otros

equipos de características similares, que representaron la potencia restante y que fueron siendo desinstalados y/o relocados a lo largo del 2012.

Al mismo tiempo, como parte de la primera etapa del Programa de Generación Distribuida (PGD), ENARSA instaló en Pinamar cuatro generadores turbogas, sumando una potencia de 21Mw, cuya licitación para el montaje y posterior operación fue adjudicada a la empresa Emgasud. A finales de 2009, en la segunda etapa del PGD, ENARSA, nuevamente a través de Emgasud, emplazó otra central térmica de potencia equivalente a 10,4Mw en Las Armas -una localidad del sudeste provincial que no pertenece a la costa atlántica, pero que constituye un importante nodo del mallado que alimenta al sector de la costa norte- y, en enero de 2011, anexa a esta central un equipo de 23,37Mw (Sitio de ENARSA). En 2012, ya en la cuarta etapa del PGD, se instala una nueva central térmica de 20Mw en Miramar.¹³¹

A principios de 2011, a través del subprograma de ENARSA denominado “Generación Móvil”, comienza una nueva ola de instalación de equipos diesel transportables en la costa atlántica (Transba, 2013, *op.cit.*). En la ciudad de Mar del Plata, se emplazaron numerosos equipos de forma paulatina, que sumaban 39Mw en julio de 2011 y alcanzaron los 49Mw en enero de 2013 (Ocho de Octubre, 25/05/11; Sitio de CAMMESA). En el último año citado, también se instalaron equipos diesel en Miramar, Mar de Cobo y Balcarce por una potencia total de 38Mw (Transba, *ibíd.*, Sitio de CAMMESA).

Por último, en 2011 concluye -como fuera indicado- la ansiada repotenciación de la CT Villa Gesell de CCA, que incorpora la cuarta máquina térmica a su equipamiento, llevando su potencia instalada total de 50Mw a 125Mw, lo cual da un respiro a todo el degradado parque generador provincial. Ese mismo año, como una mínima excepción a la regla general del uso de termoelectricidad, ingresa en servicio comercial un pequeño aerogenerador de 250kw instalado en Necochea por la empresa Sea Energy.

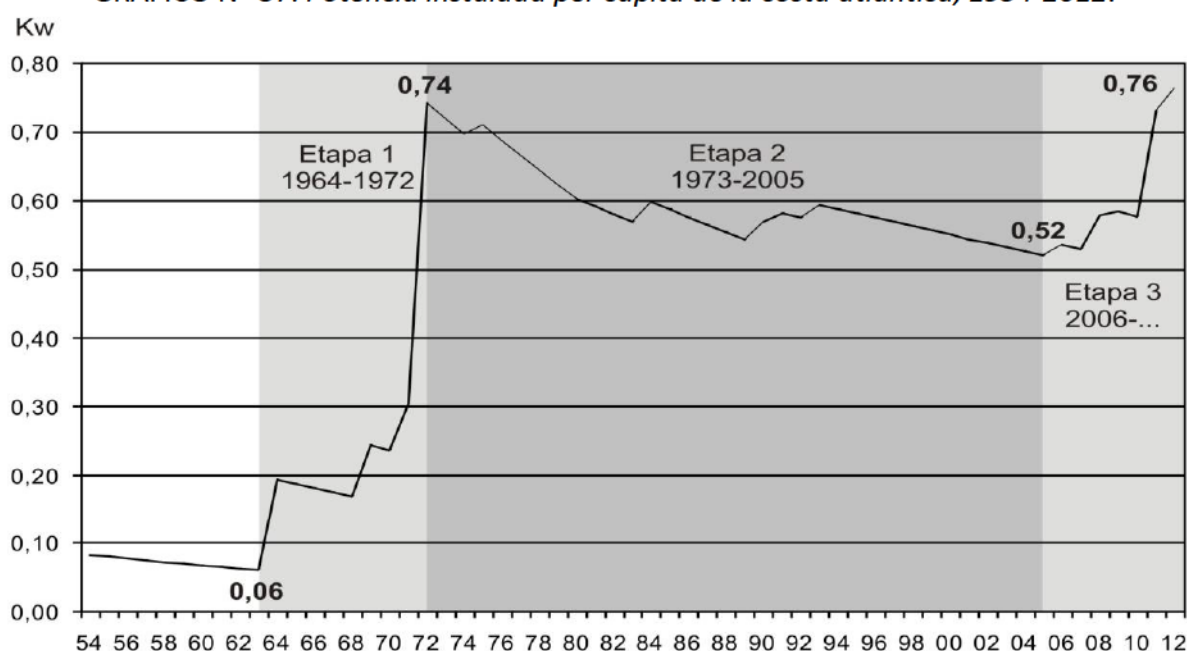
En suma, al no poder contar en tiempo y forma con al menos una parte sustancial de las soluciones planificadas, la gestión debió indefectiblemente acudir a la implementación de soluciones mitigadoras de un estado de emergencia energética que, al cabo de una década, no ha logrado superarse. El balance de la evolución de la potencia instalada local arroja, así, unas cifras bien ilustrativas. Entre 2005 y 2012, se incorporan 252Mw -que significan un aumento del 58% en la potencia instalada local-, de los cuales 92Mw (36,5%) corresponden a las dos máquinas de CCA con que se equipó la CT Villa Gesell y 160Mw (63,5%) corresponden a generación térmica distribuida de los programas de ENARSA y de las iniciativas del FREBA-FITBA, inicialmente concebidos para un uso temporario, aunque la persistente carencia de infraestructuras más adecuadas ha extendido esa temporalidad hasta volverla una salida de carácter prácticamente permanente. En simultáneo, debemos agregar que la estrategia de control de los impactos nocivos de la crisis también contó con las medidas de la política de ahorro energético que se instrumentaron a distinto nivel desde 2003.

Para cerrar, echemos un vistazo de “onda larga” a la evolución que ha seguido el indicador de potencia instalada *per cápita* de la costa atlántica con el objeto de disponer de elementos complementarios para evaluar la significación social y económica del proceso de la crisis eléctrica (Gráfico Nº 37). Los quiebres de tendencia de la serie cronológica permiten detectar tres etapas evolutivas. La primera etapa transcurre entre 1964 y 1972 y se distingue por promover una increíble mejora de este indicador, que asciende casi verticalmente de 0,06Kw/hab en 1963 a 0,74kw/hab en 1972, lo que denota el impacto del denodado avance

¹³¹ La CT Miramar I es, por el momento, el último generador del PGD que ENARSA instaló en la costa atlántica e inmediaciones. En enero de 2014 fue abierto el llamado a licitación de la quinta etapa del PGD, considerándose el proyecto de la CT Miramar II para adicionar una potencia de 30Mw (Sitio de ENARSA).

de la electrificación regional que impulsa la provincia, incluyendo en éste la instalación y la repotenciación de las centrales locales. En un largo lapso comprendido entre 1973 y 2005, se asiste a un gradual retroceso de la potencia instalada *per cápita*, que culmina esa segunda etapa con un valor de 0,52kw/hab. El trayecto de la previsión de largo plazo (10 o 15 años), luego de acaecer una repotenciación de la Central 9 de Julio en 1984-1993 y la densificación del sistema de transporte provincial, se empalma con la problemática de desinversión de fines de los ochentas que conduce a la reestructuración económica y a la desatención del segmento de generación, que dura hasta la formación de la actual crisis. La tercera y última etapa, tiene su inicio en 2006, con la instalación de una máquina en la CT Villa Gesell, y continúa hasta hoy con el crecimiento paliativo antes descrito. En sólo siete años, el valor de este indicador se recompone en 0,76kw/hab. Sin embargo, lo particularmente novedoso de esta etapa es que tal recomposición, por un lado, es producto de hacer extensivo un método que hasta entonces era utilizado verdaderamente en situaciones de urgencia y en limitadas cantidades y, por el otro, al calcularse sobre valores de potencia instalada nominal, ocultan el marcado deterioro que sufre la potencia efectiva de CCA.

GRÁFICO Nº 37. *Potencia instalada per cápita de la costa atlántica, 1954-2012.*



Los valores intercensales de población incluidos en el cociente de la potencia instalada *per cápita* anual se obtuvieron (i) reconstruyendo la serie de cada uno de los seis partidos principales de la microrregión mediante la aplicación de la fórmula de cálculo exponencial de población, $Pe = Po \cdot a^t$, donde Pe : población estimada, Po : población inicial, a : constante de crecimiento y t : período de tiempo transcurrido entre Po y Pe , y (ii) sumando en cada año la cantidad de los seis partidos. Por otra parte, se debe tener en cuenta que no es hasta la década del noventa que la costa atlántica alcanza un grado de cobertura territorial prácticamente plena del servicio eléctrico, por lo que las estimaciones anteriores a dicho momento sólo son orientativas.

Fuente: elaboración propia con datos de CCA e INDEC.

5.4.5. La cuestión tarifaria

El análisis empírico de esta sección, dedicado a lo que denominamos “la cuestión tarifaria”, amplía y completa lo recogido en el Apartado 5.4.1 sobre la renegociación de los contratos de concesión. En la perspectiva de las empresas que prestan el servicio eléctrico

en la provincia, la controversia decisiva del asunto tarifario en la posdevaluación ha sido y es, al igual que en el ámbito de las distribuidoras nacionales, el del “virtual congelamiento”, o, mejor dicho, el del retraso relativo en relación con las estructuras de precios.¹³² No obstante, al tiempo que las contradicciones del desarrollo eléctrico provincial y local se agudizaron y que los reclamos de los agentes del sector a tal respecto -amparados en los acuerdos de entendimiento suscritos- hallaron una respuesta aceptable de parte de las autoridades, las tarifas experimentaron ajustes que amortiguaron el impacto de la espiral inflacionaria de los costos productivos o lo trasladaron hacia el segmento de consumidores. Las particularidades regionales, inseridas en el interior propio de la red local como condiciones de la valorización del capital, también constituyen un factor de incidencia innegable en la definición de las tarifas, tanto en lo atinente a la determinación de categorías -a razón de la estacionalidad que caracteriza a la demanda de electricidad de la costa atlántica-, como a la absorción de costos adicionales que han sido creados por medidas específicas que fueron aplicadas para preservar y levantar la oferta de energía en el corto plazo. Nos ocuparemos de describir la evolución tarifaria y enfocaremos paralelamente los rasgos principales de las transferencias de recursos que confluyen en su administración y gestión.

Circunscribimos el examen a las categorías tarifarias pertinentes al consumo eléctrico de los usuarios residenciales y de los usuarios comerciales, que, como vimos en el Apartado 4.2, representan en conjunto al 98% de los usuarios y al 71% de la demanda de la costa atlántica. Vale recordar que EDEA y las cooperativas que prestan el servicio en su área de concesión comparten el mismo cuadro tarifario.

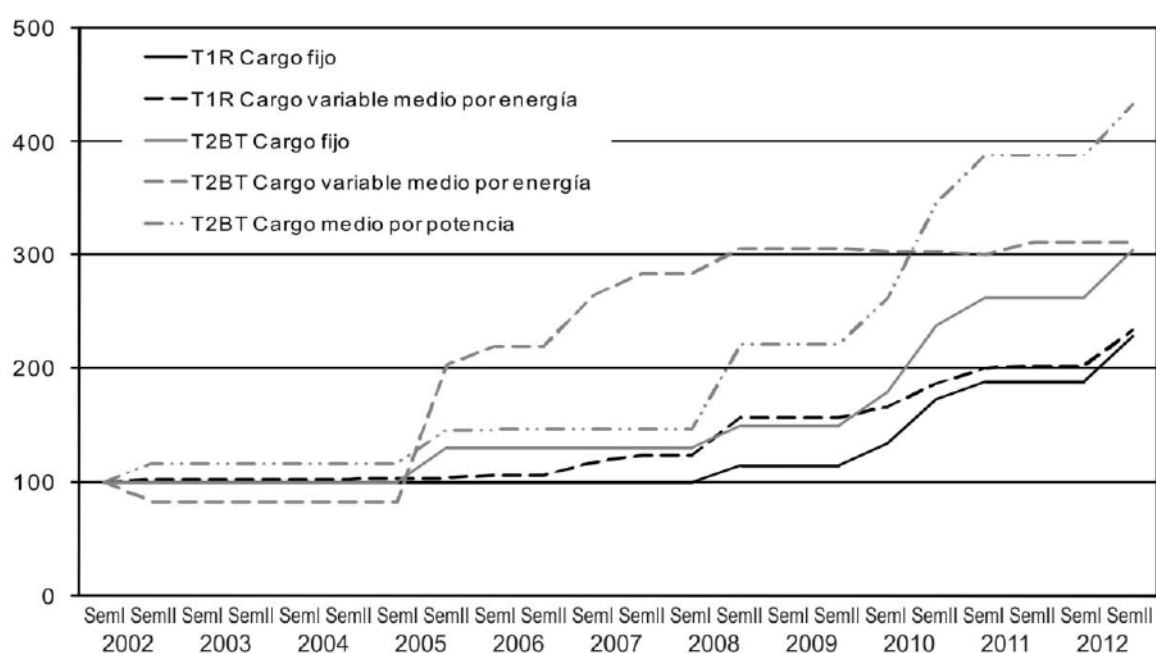
El Gráfico Nº 38 y el Cuadro Nº 17 contienen información sobre la evolución de dos categorías tarifarias del área atlántica (EDEA): T1R (pequeñas demandas de uso residencial con potencia $\leq 10\text{kw}$) y T2BT (medianas demandas de uso productivo en baja tensión con potencia $\geq 10\text{kw}$ y $\leq 50\text{kw}$).¹³³ Lo primero que destaca, en contraste con la inmovilidad de las tarifas residenciales nacionales, son los incrementos que se suceden en los cargos de ambas tarifas desde mediados de 2005, es decir, a partir de que fueran suscritos los acuerdos de entendimiento que destrabaron la suspensión del mecanismo de revisión tarifaria periódica. Los reajustes más importantes del período se consignan en el cuadro. En la comparación del crecimiento del valor de cargos por categoría pueden identificarse dos tendencias disímiles. Por un lado, se verifica un comportamiento uniforme en la evolución del cargo fijo de ambas clases. Éstos permanecen estables hasta agosto de 2008 -intactas en la tarifa residencial, con aumentos medidos para el consumo productivo en la revisión de 2005-, e inician desde entonces una etapa de sucesivos ajustes. Este mismo decurso, aunque en unas proporciones amplificadas, se repite para el valor del cargo por potencia, componente exclusivamente abonado por los clientes productivos. Por el otro, los cargos variables por energía muestran una evolución diferencial: mientras que para el uso residencial el costo de la energía siguió el mismo camino que el costo del cargo fijo, la energía consumida por los usuarios productivos sufrió aumentos continuos entre 2005 y 2008, alcanzando ahí un valor estabilizado que ha venido conservando, al menos, hasta el final del período estudiado. Por ello, si consideramos

¹³² El testimonio de todos los entrevistados representantes de empresas del sector eléctrico provincial (EDEA, CCA y seis cooperativas), con mayor o menor ímpetu, ratifica esta aseveración.

¹³³ Para retratar el consumo productivo, utilizamos como referencia la categoría más representativa del tejido comercial regional. No obstante, es prudente señalar que las pruebas de procesamiento de datos realizadas permiten verificar que el comportamiento de la subcategoría T2MT (medianas demandas en media tensión) y el de las subcategorías de la tarifa T3 (grandes demandas en baja, media y alta tensión), aún con variaciones levemente diferenciadas, reflejan idénticas tendencias que la T2BT, de modo que ésta es representativa de aquéllas.

que las mayores tasas de crecimiento económico de la Posconvertibilidad se obtuvieron en el lapso 2004-2008, y que a ello continuó una fase de desaceleración, el pantallazo sobre las tarifas permite inferir que (i) los usuarios productivos afrontaron los incrementos tarifarios más pronunciados en la etapa de máxima actividad y atraviesan la desaceleración económica con un valor de la energía estabilizado y (ii) los usuarios residenciales, por el contrario, son beneficiados por la disminución del valor de las tarifas reales en la etapa de reactivación de actividad económica y del consumo eléctrico e ingresan en la de desaceleración debiendo soportar, además, la recomposición del atraso en el valor de las tarifas. Estas observaciones confirman que a medida que se intensifican los impactos económicos de la crisis del sector, en la costa atlántica se produce un corrimiento relativo del eje de los ingresos percibidos en concepto de ventas de energía desde el segmento de la producción al de la reproducción.

GRÁFICO Nº 38. Índice del valor de los cargos de categorías tarifarias T1R y T2BT del área de concesión de EDEA. 2002-2012, por semestre. Base primer semestre de 2002 = 100.



Fuente: elaboración propia con datos del OCEBA.

CUADRO Nº 17. Valor nominal e índice de los cargos de las tarifas T1R1 y T2BT del área de concesión de EDEA: Semestre I de 2002 (base = 100) y principales aumentos. 2002-2012.

Categoría tarifaria	Cargo	SemI-02	SemII-05	SemII-08	SemI-11	SemII-12
T1R	Fijo	2,36 (100)	2,36 (100)	2,71 (115)	4,43 (188)	5,37 (228)
	Variable	0,129 (100)	0,134 (104)	0,203 (157)	0,258 (200)	0,301 (233)
T2BT	Fijo	43,98 (100)	57,18 (130)	65,76 (150)	115,41 (262)	133,66 (304)
	Variable	0,036 (100)	0,073 (203)	0,110 (306)	0,108 (300)	0,112 (311)
	Potencia	5,9 (100)	8,62 (146)	13,07 (222)	22,835 (387)	25,515 (432)

Para los valores del cargo variable y del cargo por potencia, se considera la media aritmética de: a) la totalidad de los niveles en los componentes de la T2BT y b) los cargos variables 3 (200 a 400Kwh) y 4 (400 a 500Kwh) en la T1R. Los valores del cargo fijo son únicos para cada categoría tarifaria.

Fuente: elaboración propia con datos del OCEBA.

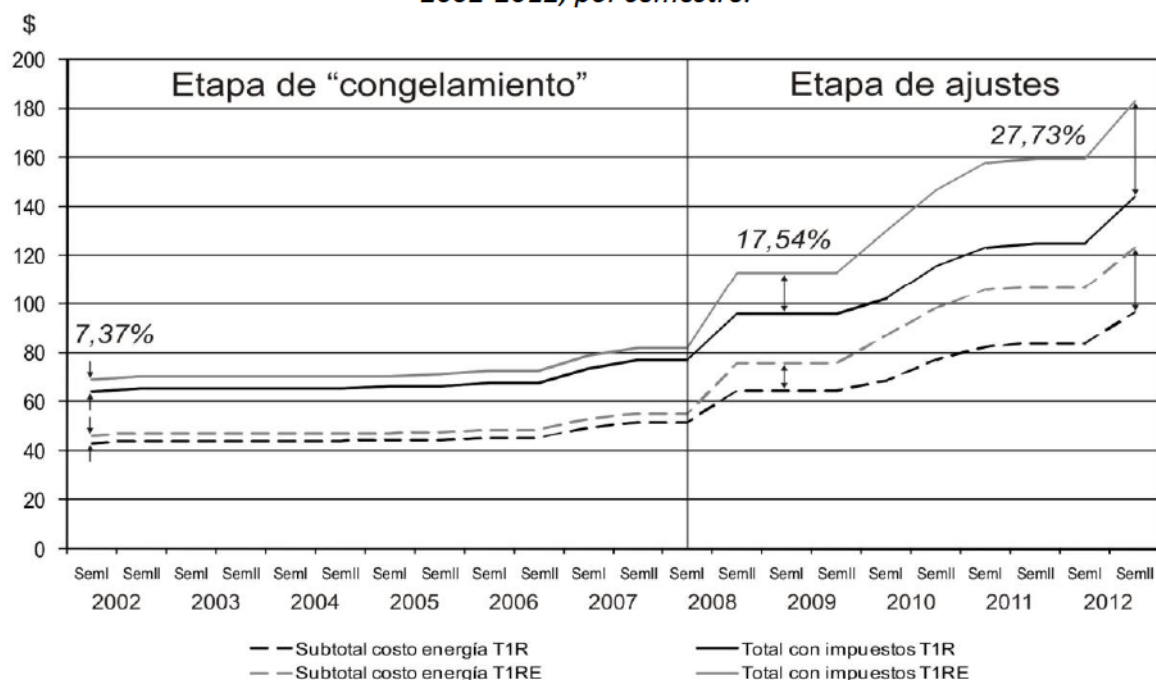
Sin embargo, el desplazamiento del peso de las cargas entre segmentos del consumo no es suficiente para revertir las distinciones tarifarias en el crecimiento acumulado de los cargos. Entre 2002 y 2012, el aumento de las tarifas percibido por los usuarios residenciales rondó el 130%. En cambio, en el mismo período, para los usuarios productivos el costo del servicio se multiplicó entre dos y cuatro veces. Se da aquí, por lo tanto, la posibilidad de una doble lectura: al constatare variaciones muy inferiores a las reflejadas por el nivel general del salario, el consumo residencial de electricidad resultó favorecido por la política de acceso universal al servicio, sin embargo, no es menos cierto que las tarifas residenciales locales sufrieron progresivos ajustes al mismo tiempo que sus análogas de las áreas de concesión nacional se preservaron inmutables.

Ahora bien, en lo concerniente a la tarificación del uso residencial de la electricidad, es necesario introducir una distinción fundamental para el caso de la costa atlántica. El marco regulatorio eléctrico provincial admite la aplicación de una “tarifa estacional” (T1RE) para encasillar a los usuarios residenciales que poseen un consumo altamente variable, apartado de la pauta normal de consumo residencial representada en la T1R.¹³⁴ Las diferencias entre una y otra categoría es que la tarifa estacional posee un valor de cargo fijo que supera en varias veces al de la T1R (5,3 veces más en 2002-2008, 7 veces en promedio en 2008-2012, con un pico de 7,8 veces en 2008-2009) y el valor del cargo variable es menor (alrededor de la mitad en todo el período). En el Gráfico Nº 39 tenemos la representación de la evolución del costo de consumir 300Kwh/bim en base a T1R y T1RE. Puede apreciarse que (i) el costo para un usuario de tarifa estacional es siempre superior al de una residencial estándar y que (ii) a partir de agosto de 2008, los aumentos conllevan una creciente separación del costo entre ambas categorías, pasando de una diferencia porcentual del 7,37% en 2002, al 17,54% en 2008-2009 y al 27,73% en julio de 2012.

En la tarifa estacional son encuadrados, mayormente, los propietarios de residencias que sólo son ocupadas en los meses de verano, momento en el cual se registra un consumo eléctrico de relevancia, y permanecen deshabitadas durante el resto del año. Por supuesto, la marcada estacionalidad del consumo eléctrico de la costa atlántica tiene por correlato una proporción considerable de usuarios del segmento clasificados en la tarifa estacional. Para ejemplificar, en el Partido de Villa Gesell “el 45% de los más de 31.000 usuarios residenciales pertenece a tarifa estacional” (Lafrossia, com. pers.). Sin embargo, la racionalidad económica de buena parte de los usuarios que, en función de sus necesidades objetivas de electricidad, serían encasillados en la T1RE y, por lo tanto, pagarían un precio superior por un servicio de idéntica calidad, lleva a modificar las prácticas reales del consumo de la energía, induciendo a mantener un consumo mínimo durante los meses de invierno y de media estación que aminore la diferencia absoluta en relación al consumo estival. De este modo, consiguen una relativa uniformidad en la curva de carga anual que evita que sean encasillados en la tarifa estacional. Los datos recabados en entrevista al personal de la cooperativa de Pinamar son esclarecedores: “los usuarios con tarifa estacional son unos 6.000 de los aproximadamente 27.000 residenciales. Pero esa cantidad no es proporcional a la de las casas de veraneo, que son más o menos el 70% de las casas del partido. Lo que hacen los dueños para no caer en la tarifa residencial es dejar encendida una luz o una bomba durante todo el año, así tienen un consumo más parejo entre bimestre y bimestre” (Otero, com. pers.).

¹³⁴ Son considerados dentro de la Tarifa Estacional los usuarios residenciales cuyo consumo máximo de energía en un período de facturación cualquiera durante el año calendario inmediato anterior, supere en al menos un 75% el promedio de los consumos facturados en ese año calendario (Sitio del OCEBA).

GRÁFICO Nº 39. Costo de la energía con y sin impuestos en base a tarifa residencial (T1R1) y tarifa estacional (T1RE) del área de concesión de EDEA con un consumo bimestral de 300kwh. 2002-2012, por semestre.



Para la construcción de las series se replica el procedimiento del Gráfico Nº 8. Los datos utilizados para calcular los valores corresponden al cuadro tarifario vigente al cierre de cada semestre. En el caso de las series “con impuestos”, hasta el 1º de abril de 2010, se carga al subtotal de la energía un 48,7%. A partir de entonces, la adición es del 49,2%, debido al aumento de la alícuota del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias del 5% al 5,5% (Res. Nº 141/10).

Fuente: elaboración propia con datos del OCEBA.

La imposición de esta normatividad en los vínculos entre actores del sistema eléctrico configura una mecánica situacional en la que se constatan dos fenómenos simultáneos que, a partir del choque de racionalidades, denotan limitaciones de la gestión de la crisis. Uno, en términos de relaciones económicas, es que la distribuidora le gana la pulseada al usuario en ambos casos de tarifación. Abonar la tarifa estacional implica recalar en la burda paradoja de “pagar más por no consumir, o por consumir menos”, impulsada por el injustificado costo desproporcionado de cargo fijo por mantenimiento de una conexión a la red que exhibe baja utilización y, por consiguiente, un menor desgaste y un menor riesgo de falla. Impedir el sobrepago implica desplegar la no menos polémica lógica de “consumir para pagar menos”, que le asegura a la distribuidora vender una cantidad mínima de energía al usuario todos los meses del año, aún en contra de sus necesidades objetivas de suministro.¹³⁵ Otro fenómeno se da en términos de aprovechamiento energético y se refiere a que la elección que hace el usuario por la opción de un gasto mínimo e inútil de electricidad en la mayor parte del año, estimulada por las señales de precios, conlleva el derroche de un bienpreciado y escaso en los agitados tiempos de la emergencia energética. De modo que el punto de equilibrio de la regulación automática de las relaciones funcionales a través del sistema tarifario, aquél en el

¹³⁵ Hay una curva de indiferencia en el consumo residencial de energía que demuestra que a partir de un punto determinado el cliente se “beneficia” y la distribuidora “pierde”. Pero, para alcanzarlo, se requiere un consumo anual bien por encima de la media. Por lo tanto, este camino nuevamente conduce a derrochar la energía y a asegurar las ventas de la distribuidora.

cual se obtiene un nivel óptimo de reparto de los beneficios, sólo se alcanza a costas de un enorme desperdicio de los recursos energéticos.

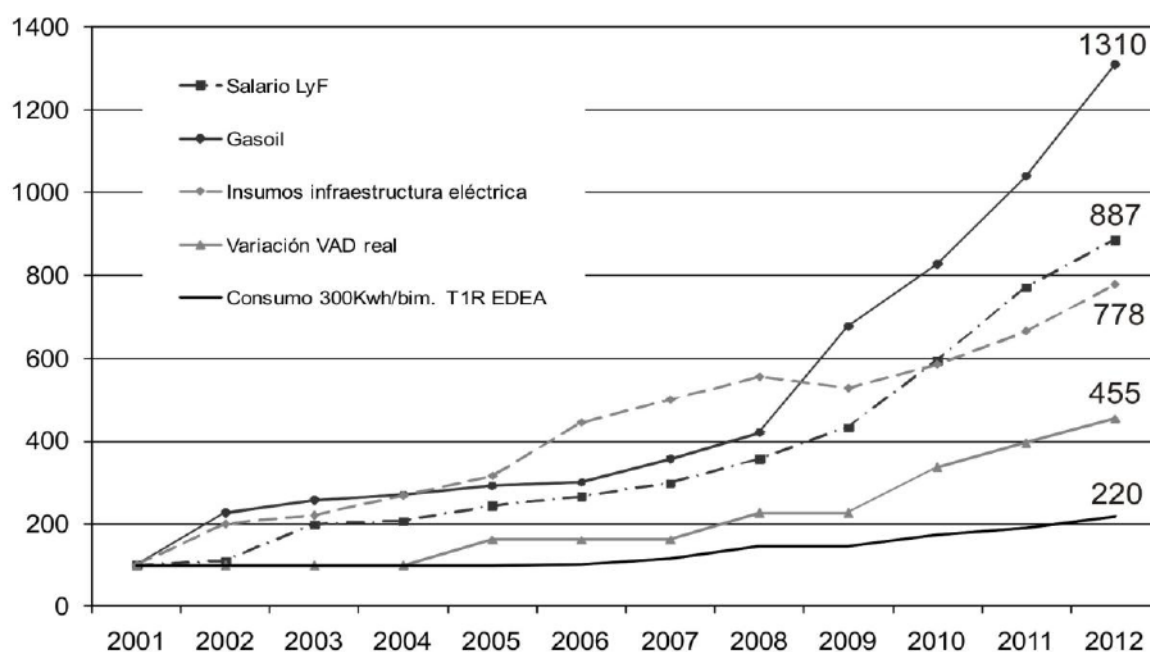
El tema de la tarifa estacional constituye una de las mayores contradicciones locales surgidas de la determinación de regulaciones de la reforma de la institucionalidad provincial, excitada en su significación social por el estado de crisis que vive el sector eléctrico. Además, dado que una porción de los inmuebles que poseen consumo estacional son alquilados en la temporada estival y, por lo tanto, participan de la captación de la renta turística, la mecánica derivada de la manipulación de las tarifas representa un excelente ejemplo de las presiones intersectoriales que configuran el desenvolvimiento de la articulación geoeconómica crítica. En este caso, para contrarrestar la desvalorización estacional del capital, un segmento del sector eléctrico aplica un sobreprecio por la provisión del servicio que afecta a una parte del sector turístico dedicado a proporcionar alojamiento (usuarios productivos tarifados como residenciales) y, por extensión, a una parte del movimiento turístico que no participa de la producción de la ganancia sectorial pero que integra el proceso de territorialización turística regional en tanto usuarios de sus propias viviendas.

¿A qué factores se han debido los incrementos en las tarifas que se suceden a partir de 2005? En primer lugar, a la necesidad de ajustes extraordinarios invocada por los agentes distribuidores y Transba, en virtud de lo pactado en los protocolos de entendimiento que encauzaron los procesos de renegociación contractual, que convalidaron el reconocimiento de los costos totales crecientes en las actividades monopólicas de la cadena eléctrica. En segundo, la creación del FITBA-FREBA fue solventada -como se dijo- por el establecimiento del Agregado Tarifario, que recibió un primer aumento en octubre de 2006 que tuvo un bajo impacto en el valor de la tarifa (FREBA, 2007). El destino original del agregado tarifario había sido la inversión en obras del sistema de transporte eléctrico provincial. Sin embargo, por la urgencia en la necesidad de garantizar el suministro de energía en el área atlántica, en 2007 se adecuaron los valores del agregado tarifario y se autorizó el uso de los fondos recaudados para la contratación de los equipos de generación distribuida instalados por EDEA y algunas cooperativas, en calidad de alternativa complementaria a la saturación de la capacidad de la red de transmisión (Res. Nº 420/07 ratificada por Res. Nº 565/08). En 2005, de forma similar, mediante la Resolución Nº 16/05, se había incorporado al procedimiento de cálculo de los parámetros tarifarios correspondientes a las categorías T1R, T1G (Servicio General) y T3 para todos los concesionarios de distribución eléctrica del área atlántica un cargo por Sobrecosto por Generación Local (SGL), debido a las contrataciones de potencia de CCA (Res. Nº 16/05). Por último, la profundización de la dependencia de la generación termoeléctrica distribuida desembocó en el año 2011 en el reconocimiento, la determinación y la incorporación de un Adicional de Costo de Generación Distribuida (ACGD) en los cuadros tarifarios provinciales a ser depositado en una subcuenta específica del FITBA (Res. Nº 1.030/11). Es decir que los aumentos graduales de las tarifas eléctricas del área atlántica han respondido, centralmente, a dos subprocesos: el mantenimiento de una «rentabilidad empresarial razonable» que haga viable la continuidad de la prestación del servicio eléctrico y la progresiva financiación del déficit de oferta de la energía por parte de los usuarios finales mediante la implementación de cargos adicionales.

Para cotejar la evolución tarifaria con otras variables del entorno económico, a modo de resumen de la situación de la Posconvertibilidad visto desde el ángulo de las empresas; fundamentalmente, el ángulo de las distribuidoras; veamos la información aportada por el Gráfico Nº 40. De las cinco variables indizadas y graficadas, dos hacen referencia a ingresos y tres a costos. Las dos series temporales que menos han despegado en el transcurso del

período son, justamente, las pertenecientes a las variables de ingresos. Entre 2001 y 2012, el valor de la tarifa residencial aumentó un 120%, con las tendencias anteriormente descritas, y el valor del VAD lo hizo en un 355%, con saltos escalonados y pausados en 2005 y 2008 y con incrementos más continuos a partir de 2009. En cambio, en igual período, los precios de los insumos de la infraestructura eléctrica, de la fuerza de trabajo y de los combustibles líquidos, tres elementos principales de la estructura sectorial de costos de producción, ascendieron, respectivamente, 678%, 787% y 1.210%, sin interrumpir la carrera y con una aceleración en la tasa de crecimiento a partir del año 2009.

GRÁFICO Nº 40. *Índices de variación de costos de producción, VAD y tarifa residencial con consumo medio. 2001-2012, Base 2001 = 100.*



“Salario LyF” se refiere al salario del Convenio Colectivo de Trabajo del Sindicato de Luz y Fuerza. Para calcular el índice del valor de la tarifa se utilizó la serie T1R del Gráfico Nº 38.

Fuente: elaboración propia con datos de Vitale (2012) y del OCEBA.

Es evidente que el análisis de la evolución comparada confirma un retraso relativo de las tarifas frente al conjunto de los costos productivos. Esta disparidad ha sido el argumento preferentemente esgrimido por voceros de las empresas de la industria eléctrica a la hora de justificar la desinversión en obras de ampliación y, eventualmente, los cortes en el servicio o la pérdida de calidad del producto. Sin embargo, debe recordarse que la caída de la tasa de ganancia que ocasionó la entrada en la fase de posdevaluación es un hecho antecedido por la captación de ganancias extraordinarias que habilitó el modelo de gestión de los noventa. El cambio de reglas del juego de la Posconvertibilidad significó para las empresas eléctricas el deber de adaptación a un entorno económico con tasas de ganancia normales, que, salvo por falencias en el control de las actividades, no impedirían la concreción de inversiones de largo plazo (Calleja, 2008).

Para el caso de la costa atlántica, la anterior consideración le cabe, especialmente, a EDEA y a Transba, las dos compañías privatizadas nacidas del proceso de reforma provincial, pero no es consistente con la situación particular de las cooperativas, donde la conjugación de varias razones específicas lleva a ubicarlas en una posición de desventaja económica en

comparación con las distribuidoras provinciales. Entre muchas de ellas resaltan¹³⁶: el menor tamaño del mercado; la menor cantidad de usuarios/km²; la menor cantidad de usuarios/km de red; la menor relación usuarios/empleados; el mayor costo de la masa laboral por kwh, que duplica la participación del costo salarial en la facturación total con respecto al de las distribuidoras provinciales; las mayores dificultades en el acceso al crédito y la transferencia interna de recursos generados por el servicio eléctrico para financiar la provisión de servicios anexos no tarifados o deficitarios (Vitale, 2012; Aquindo, com. pers.). Se trata, entonces, de una estructura económica comparativamente más difícil de equilibrar que la de las empresas privadas, una estructura en la que la merma de los ingresos percibidos a través de las tarifas eléctricas resulta más crítica.

El testimonio aportado por el Ing. Alfonso Lafrossia, Jefe de Oficina Técnica de la Cooperativa de Villa Gesell (CEVIGE), que transcribimos a continuación, arroja luz clara sobre la problemática:

*“Tenemos costos de la infraestructura; de la masa salarial, que al estar sindicalizada, tenemos un buen sueldo; de mantenimiento de las instalaciones y edificios; de los vehículos. Con todos los costos de insumos en dólares, es difícil mantener todo eso, hay que hacer malabares muy grandes para bancarlo. Hemos logrado mantener el equilibrio haciendo un gran esfuerzo. Pero hay cosas que tenés que diferir. Un año te ocupás del mantenimiento de la red, otro año de cambiar o arreglar un vehículo, otro año de otra cosa, y así. No es lo ideal, pero no queda otra. Lo mismo con las deudas. Negociás pateando para delante pagos de ciertas cosas. Todo este tiempo tuvimos la tarifa “planchada”. Sí hubo algunos incrementos, pero no alcanzan a compensar todos los costos que tenemos. En esta última parte, **lo que nos salvó no es el ingreso por las tarifas, sino los ingresos por las nuevas conexiones de Mar de las Pampas y Mar Azul. Según el marco regulatorio provincial, el dueño de la manzana se tiene que hacer cargo de los costos de electrificación. (...) La electrificación de las nuevas zonas nos dio el margen que no nos dan las tarifas. Las tarifas hay que ponerlas en los costos reales”** (Lafrossia, com. pers.).*

Los dichos del Arq. Roberto Otero, presidente de la Cooperativa de Pinamar (CALP), se encuentran en sintonía con el panorama antes descrito y lo completa, destacando en el balance económico los inconvenientes provocados por la estacionalidad:

*“Somos una de las dos o tres cooperativas superavitarias de las 199 que sirven en la provincia. (...). Las tarifas están atrasadas. **Lo que nos ayuda a mantener la capacidad ociosa es la distribución de los costos de la expansión del servicio.** Los gastos de electrificación -llevar el servicio eléctrico donde no lo hay- y de aumento de potencia disponible para las nuevas conexiones, corren por cuenta del que lo demanda. En el primer caso, tienen que pagar por toda la obra de expansión del servicio: la colocación de postes, los cables, “trafos”, etc. En el segundo, tienen que pagar la potencia. Es el caso, por ejemplo, de los nuevos edificios que se construyen, el costo es de unos 3.000 pesos por departamento”* (Otero, com. pers.).

En el escenario del cooperativismo eléctrico, por lo tanto, el asunto del defasaje de las tarifas en función de los costos reales de producción se manifiesta con mayor crudeza. Y se advierte que la compensación a la caída de las tarifas reales proviene de la expansión de

¹³⁶ Nos limitamos a enunciar los aspectos “puramente” económicos, dejando de lado la construcción del rol social del cooperativismo, lo cual demandaría un pormenorizado estudio comparativo del funcionamiento real de las distintas empresas en torno a los fines de lucro. En el último apartado, se presentan algunos comentarios sobre la relación cooperativa-usuario en referencia al tratamiento de la “inclusión eléctrica”.

las redes de distribución eléctrica asociada al intenso desarrollo urbano-turístico de la costa atlántica de los años de la Posconvertibilidad, cuyos precios de expansión van atados a la ola de incrementos en los costos de la infraestructura eléctrica descrita en el Gráfico Nº 40.

Otra arista de la cuestión tarifaria que requiere atención, se refiere a la incorporación del PUREE en la facturación de la electricidad. En la provincia de Buenos Aires, la aplicación de esta medida de ahorro fue aprobada en junio de 2005 (Res. Nº 281/05). Mediante este programa se instrumentó un sistema de premios y castigos que estableció bonificaciones para los usuarios que consuman energía por debajo de una pauta mínima de ahorro y cargos adicionales para los que se excedan en su consumo.¹³⁷ Para solventar las bonificaciones se usaría la recaudación de las penalizaciones por derroche. Como era de esperar, el resultado de implementar este tipo de programas en una fase de reactivación del consumo eléctrico, que se encontraba alicaído muy poco tiempo atrás, arrojó más perjudicados que premiados. Por ejemplo, el balance de 2007 obtenido por EDEA fue de 70.000 beneficiarios contra 110.000 castigados (La Capital, 05/06/07). A partir de ese mismo año, fue aprobado el uso de remanentes de la distribución de los recursos generados por el programa para financiar la inversión de obras eléctricas (Res. Nº 252/07). Más adelante, se autorizó a los distribuidores a disponer de forma temporaria de los fondos remanentes para amortiguar el impacto del incremento constante de los costos operativos hasta que se produjese un próximo ajuste extraordinario del desequilibrio económico-financiero (Res. Nº 187/12). En última instancia, el programa no logró promover el ahorro, tampoco contempló beneficios para los usuarios que efectivamente modificaron sus prácticas de consumo y lograron ahorrar energía pero no alcanzaron el mínimo establecido y operó como un mecanismo adicional de financiamiento de las actividades de las distribuidoras por parte de los usuarios.

Un último aspecto que vale la pena comentar, heredado de etapas previas de gestión pero que toma una significación políticamente distinta en medio de la crisis energética, se encuentra en los impuestos que gravan el consumo de electricidad en la provincia de Buenos Aires. Actualmente, para un usuario residencial, la carga impositiva total acumula un 49,7% (a aplicar sobre el subtotal del costo de la energía (Sce), que representa la base imponible, $Sce = \text{carga fijo} + \text{carga variable}$) y se compone de siete ítems: I.V.A. (21%); Ley Nacional Nº 23.681 (0,6%); Ley Provincial Nº 11.769 Art. 45 (6%), Art. 74 (0,6%) y Art. 75 (6%); Ley Provincial Nº 7.290 (10%) y Ley Provincial Nº 9.038 (5,5%). Además del encarecimiento que produce tamaña carga en el valor final de la factura, la naturaleza de algunos impuestos deja abiertos algunos interrogantes. La Ley Nº 23.681 establece que todos los usuarios del país deberán contribuir a costear el atraso relativo del sector eléctrico de la provincia de Santa Cruz, y los mayores valores de la energía que sus habitantes deben abonar, hasta tanto se produzca su integración al SADI. Como vimos en el anterior capítulo, la provincia de Santa Cruz quedó interconectada al sistema nacional en el año 2006 por medio del tendido de la LEAT Choele Choel-Puerto Madryn, y el monto del tributo, sin embargo, aún se conserva en la factura de la energía eléctrica con un medio de recaudación de fondos para destinar a demás obras del Plan Federal de Transporte Eléctrico (Sitio del ENRE). Por Art. 45 de la Ley Nº 11.769 se creó el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias, con el propósito de equilibrar las diferencias de costos de distribución eléctrica de los distintos concesionarios provinciales y municipales, fijando como límite un 8% del importe facturado al usuario antes

¹³⁷ Las pautas de ahorro requeridas para calificar como beneficiario o ser penalizado difieren para las distintas categorías tarifarias. En el caso de los usuarios residenciales, el ahorro objetivo se fija en un 10% respecto del año base (junio 2003-mayo 2004) o el primer período de doce meses continuos para los nuevos usuarios (Res. Nº 281/05).

de impuestos (Ley Nº 11.769/96). Con la entrada en vigencia del marco regulatorio de la reforma, el valor de este impuesto se fijó en el 5%. En 2010, se lo elevó al 5,5% y en 2013, experimentó otro ajuste que lo ubicó en el 6%. Los otros dos artículos de dicha ley funcionan como mecanismos de subvención a la Provincia y a las municipalidades por medio de una transferencia de cargas a los usuarios. Las contribuciones del Art. 74 se destinan a Rentas Generales de la Provincia de Buenos Aires y consisten en la sustitución de los impuestos inmobiliarios, a los Automotores y de Sellos y de Ingresos Brutos que correspondería abonar a las distribuidoras, mientras que los montos recaudados por el Art. 75, basado en idéntica lógica sustitutiva de derechos y gravámenes, se destinan a los municipios (*ibíd.*). La Ley Nº 7.290, sancionada en 1967, creó el Fondo Especial para el Desarrollo Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires, que coexiste con el FITBA. Finalmente, la Ley Nº 9.038 de 1978 estableció un adicional para financiar las inversiones demandadas para la construcción de una central de acumulación por bombeo en la laguna “La Brava”, a localizar en el partido de Balcarce, y para la radicación de potencia de base en Bahía Blanca y de sus debidas interconexiones. En el caso de Bahía Blanca, las obras fueron concretadas y puestas en funcionamiento de forma definitiva en la década del noventa. El proyecto de La Brava, en cambio, fue desestimado tan pronto como se realizaron los estudios técnicos de prefactibilidad (Zárate, com. pers.). Sin embargo, al igual que en el caso santacrucense, el gravamen continúa en aplicación.

En fin, en la síntesis de la cuestión tarifaria provincial y local de la Posconvertibilidad pueden identificarse trayectorias divergentes en la evolución de los costos de provisión del servicio y de los ingresos percibidos vía tarifas, a la vez que se reconoce una multiplicidad de mecanismos institucionales compensatorios de dicha divergencia económica -más o menos visibles- que transfieren recursos desde el subsistema del consumo hacia el subsistema de la producción.

5.4.6. La calidad del servicio

En otras secciones del capítulo nos hemos referido a los problemas de provisión del servicio eléctrico sufridos en la costa atlántica durante la etapa de crisis sectorial. El abordaje de este tema específico, de primer orden en cualquier análisis de la crisis energética, depara, sin embargo, no pocos obstáculos metodológicos difíciles de sortear. Primero, el fenómeno de la circulación eléctrica, debido a propiedades físicas intrínsecas, es altamente fluctuante y dinámico, razón por la cual registrar la totalidad de variaciones -en cada nodo de las redes y para todo tiempo- que exceden parámetros de calidad admitidos, es una meta técnicamente improbable.¹³⁸ El monitoreo se realiza, a través de unas muestras probabilísticas focalizadas. Segundo, aunque fuese posible medir la calidad del servicio eléctrico de forma exhaustiva, existen implicancias político-legales en la información de las perturbaciones que obturarían su relevamiento integral y su difusión. Tercero, los procedimientos normados en Argentina y en la provincia de Buenos Aires para efectuar las mediciones poseen serias limitaciones para reflejar el valor real de la calidad del servicio eléctrico. En los contratos de concesión de las distribuidoras provinciales y municipales se indica que éstas son responsables de programar

¹³⁸ La inadecuada calidad del producto (variaciones de tensión, de frecuencia, etc.) puede ser difícil de detectar. Por lo general, los usuarios sólo dan cuenta de ello cuando sus instalaciones y artefactos eléctricos muestran fallas o roturas. Pero dado que los aparatos poseen tolerancia a las variaciones de los parámetros eléctricos, las deficiencias de calidad pueden pasar desapercibidas, aunque sí se produciría un deterioro en los mecanismos y componentes que acortan su vida útil cuyo costo nunca es internalizado por el agente distribuidor responsable.

e implementar campañas de medición, de preparar informes y documentos auditables y de procesar todos los datos necesarios a ser entregados al OCEBA para su posterior supervisión (OCEBA, 1997). El hecho de que las tareas de control recaigan sobre el propio controlado, lógicamente conlleva problemas de representatividad de las muestras diseñadas y una seria sospecha de fidelidad en la información suministrada. En la actividad de transporte, más monitoreado y controlado por su naturaleza técnica y económica, Transba tiene el deber de informar a la brevedad a CAMMESA por cada indisponibilidad forzada del equipamiento, y en caso de no hacerlo y ser detectada la falla por el contralor, será doblemente multada (ENRE, 1996). Y, cuarto, por los motivos mencionados, hay un alto grado de fraccionamiento y dispersión de la información pública al respecto que impide un tratamiento sistemático del tema; sobre todo, para el área de la distribución eléctrica -donde la relación con el usuario cautivo se establece de forma directa-, pero con menores restricciones para ciertos indicadores del área de transporte.

La recolección primaria de los datos quedaría descartada por razones de complejidad, distorsión en la percepción subjetiva y la propensión a la reticencia en los informantes clave a comunicar certezas, dada la sensibilidad social que esta cuestión despierta, a menos que las tareas de esta índole sean realizadas como meras exploraciones o como aproximaciones complementarias.¹³⁹

Marcadas las salvedades pertinentes en cuanto a los inconvenientes de la recolección sistemática de la evidencia empírica, es importante señalar que el deterioro de la calidad técnica del servicio eléctrico fue sobradamente constatado y divulgado, en primer lugar, por los propios agentes responsables de la gestión del macrosistema, tal como se advierte en los boletines semanales o diagramas diarios de flujo elaborados por CAMMESA. La Revista Ocho de Octubre del Sindicato de Luz y Fuerza de Mar del Plata da constancia de innumerables episodios conflictivos vinculados con la precarización del servicio eléctrico en toda la costa atlántica a lo largo de la crisis asumiendo, además, un fuerte tono de denuncia (Sitio de LyF).

Para resolver, en alguna medida, los escollos metodológicos y permitirnos ofrecer al menos una imagen diáfana de la tendencia general del proceso, es viable realizar una lectura de la disfuncionalidad en los dos segmentos del servicio público analizando: i) indicadores de calidad disponibles del segmento de transporte y ii) sanciones percibidas por concesionarias de distribución eléctrica como un indicador indirecto de la calidad de la prestación.

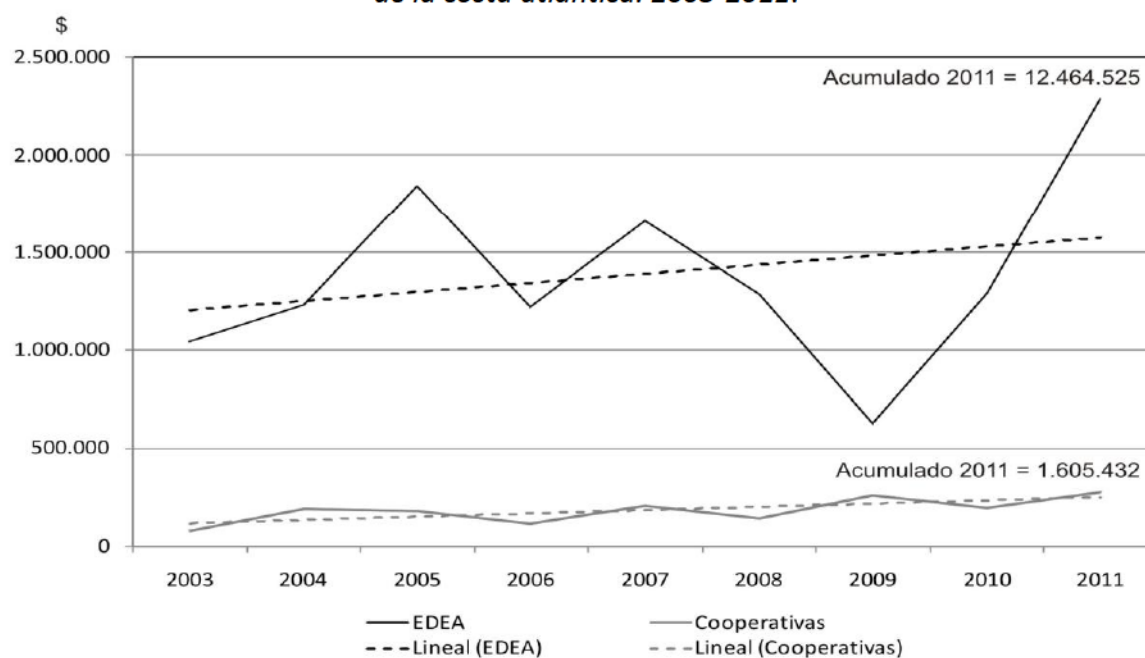
El Gráfico Nº 41 muestra la evolución de los montos de las sanciones que recibieron EDEA y las cooperativas eléctricas de la costa atlántica entre 2003 y 2011, agregando la línea de tendencia de ambas series. En el registro del OCEBA constan 227 sanciones emitidas en ese período de nueve años, 101 de las cuales pertenecen a EDEA y 126 a cinco cooperativas, mostrando la siguiente distribución: CLYFEMA, 21; CESOP, 27; CALP, 21; CEVIGE, 31 y UPC Necochea, 26.¹⁴⁰ Las dos series se caracterizan por presentar irregularidades de forma y de

¹³⁹ Para el ilustrar el citado trío de dificultades prácticas, valgan algunos comentarios. Mediante el método de observación directa durante el verano 2012-2013, se obtuvo un interesante resultado: seis interrupciones del servicio de duración mayor a los cuarenta minutos fueron relevadas en la zona sur de Mar del Plata en horas pico del mes de enero. A pesar de la relevancia puntual del dato, no deja de constituir una sección de la red local y un período muy acotado. En la exploración mediante entrevistas a usuarios-vecinos, se comprueba una elevada dispersión de respuestas: desde la fuerte inclinación a maximizar los efectos reales (testificación de cortes inexistentes o adjudicación de duración muy superior a la real) hasta la absoluta ausencia de registro de las fallas e interrupciones. En dos entrevistas realizadas, las declaraciones de los interrogados contradijeron la tendencia mostrada por los registros públicos que se presentan a continuación.

¹⁴⁰ Se notará que cuatro de las cinco cooperativas penalizadas pertenecen a la costa norte y sólo una a la costa sudeste. No debe interpretarse esta distribución como una concentración de la baja calidad del servicio en el

variaciones relativas muy similares, difíciles de interpretar y comparar visualmente debido a las diferencias de magnitud, aunque sí podemos guiarnos por sus Coeficientes de Variación, que resultan de 2,87 para EDEA y 2,80 para el conjunto de las cooperativas. Las líneas de tendencia respectivas demuestran lo que las irregularidades ocultan: un crecimiento de los montos de las sanciones que denotaría una trayectoria de pérdida de la calidad del servicio, en consonancia con los inconvenientes de sostenibilidad económica del sector en el proceso de crisis.

GRÁFICO Nº 41. *Monto de sanciones (en pesos) recibidas por EDEA y cooperativas eléctricas de la costa atlántica. 2003-2011.*

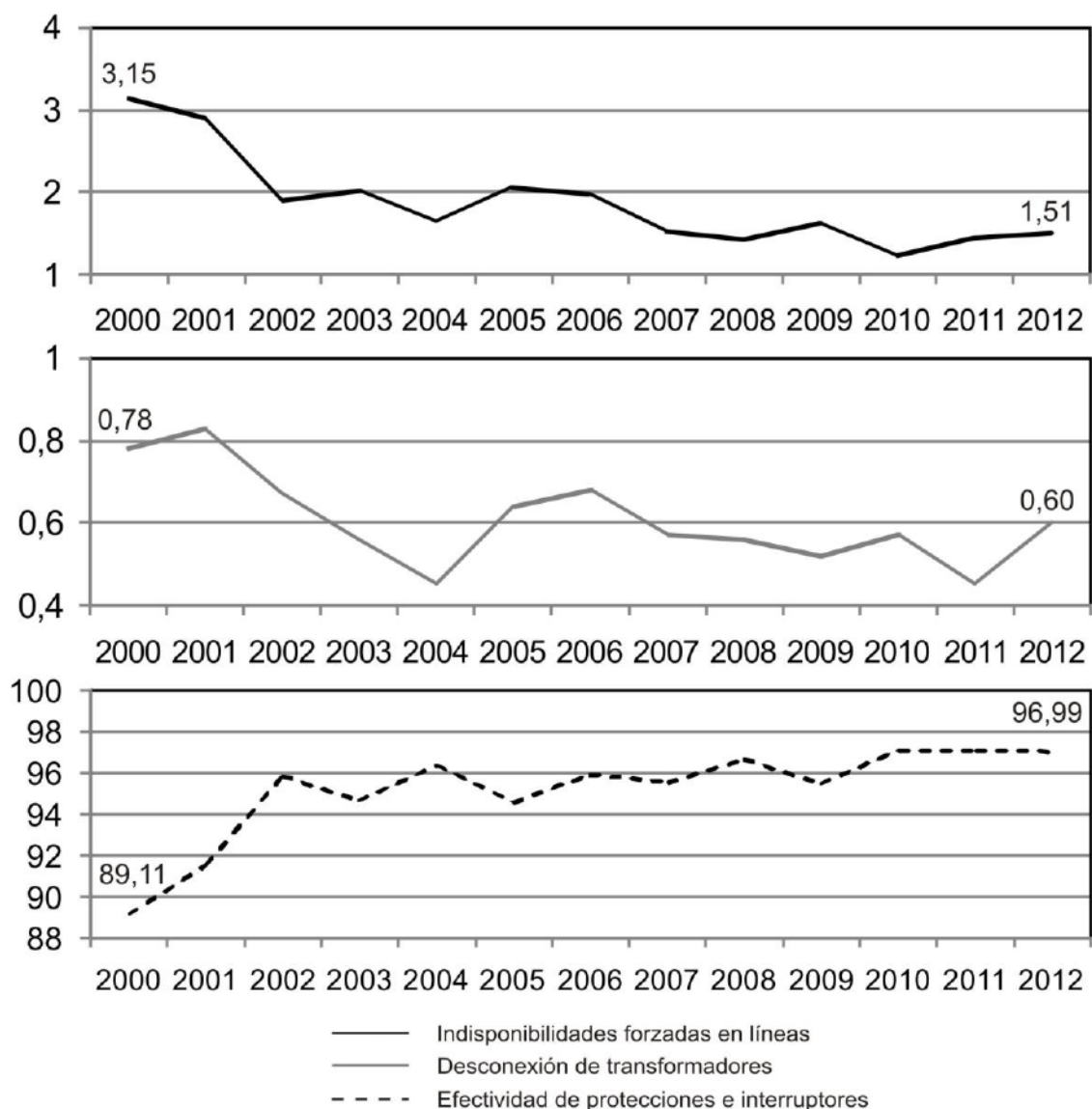


Fuente: elaboración propia con datos del OCEBA.

El grupo de indicadores de calidad del Gráfico Nº 42, sintetiza la situación del sistema de transporte eléctrico provincial. A diferencia de lo que se deduce para la actividad de distribución eléctrica, los tres indicadores muestran claras tendencias al mejoramiento de la calidad del servicio: reducción en las indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión, dos ciclos de reducción de las desconexiones de transformadores (2000-2004 y 2006-2011) y un aumento de la efectividad en el accionamiento de los sistemas de protección, que crece notablemente durante años de recesión de la Convertibilidad y se estabiliza alrededor del 96% a partir de 2004 con una leve tendencia al ascenso. Por otra parte, debe reconocerse que los datos de los tres indicadores del correcto desempeño de Transba corresponden a la totalidad de la red provincial. Un estudio de sobre el funcionamiento de los transformadores realizado por personal de la empresa en el año 2010, con datos desagregados por región, calculó valores de IDT (Índice de Desconexión de Transformadores) en: 0,22 para la Región Norte, 0,49 para la Región Sur y 0,87 para la Región Atlántica, con un IDT medio de 0,56 (Parisi e Insogna, 2011). Es decir que, a pesar de estar ubicado en niveles adecuados de calidad técnica del servicio, existe un comportamiento interprovincial desigual de la red de transporte que exhibe a la costa atlántica como la sección de mayor atraso relativo.

primer sector, ya que en tres de los cuatro municipios que lo integran sólo prestan servicio las cooperativas, en tanto que en la costa sudeste una mayor proporción del territorio y de los usuarios es cubierto por EDEA.

GRÁFICO Nº 42. *Indicadores de calidad del servicio de Transba. 2000-2012.*



Las indisponibilidades forzadas se cuentan cada 100km de líneas para el período de un año. La desconexión de transformadores (IDT) es calculada mediante la fórmula “IDT = Σ desconexión de transformadores en un año / Σ transformadores”. La efectividad de protecciones mide el porcentaje de accionamiento de los automatismos de protección frente al total de fallas producidas.

Fuente: elaboración propia con datos de Transba (2012).

¿A qué se deben las diferencias entre segmentos del servicio eléctrico en la evolución de la calidad? Una respuesta puede ubicarse en la relación con el régimen de penalizaciones en el contexto de cada actividad. Para el caso de la distribución, se ha argumentado que las deficiencias del control, los términos contractuales y las limitaciones en la aplicación de las multas, no han otorgado las señales económicas suficientes para incentivar las inversiones necesarias para mantener y/o mejorar la calidad del servicio (García Delgado, 2007; MOSP, 2010). La crisis desalentó el recambio del soporte físico degradado, muchas veces explotado hasta el extremo de su vida útil, y la ampliación de la capacidad de los transformadores en ciertos tramos de las redes, lo que repercute en la baja confiabilidad del suministro. Por ello, la calidad técnica se preserva en niveles subóptimos en varios sectores de la costa atlántica. Para la transmisión, en cambio, las multas forman parte del método de remuneración. La

energía que no es suministrada debido a las fallas producidas en la red, implica un descuento proporcional de la remuneración. Por lo tanto, las sanciones representan un estímulo para el mantenimiento y lograr una operación más eficaz. El mejoramiento de la calidad del servicio de transporte habría formado parte de la estrategia de compensación de la caída de la tasa de ganancia de la Posconvertibilidad por parte de la concesionaria. Pero es preciso recordar, también, que los estándares de calidad técnica se han modificado a la baja.

5.5. Prácticas de territorialización de la red eléctrica

La crisis del sector eléctrico se esparce por la trama de vida social del sistema todo, perturbando sus funciones, alterando normas y pautas de desarrollo y recreando las formas de reproducción de las relaciones entre actores involucrados. La readaptación a la escena de crisis presupone el surgimiento o la intensificación de tensiones en el sistema de relaciones sociales. Cada actor pugna de maneras más o menos cristalinas por conservar o mejorar su posición relativa en la red, reforzando o renovando formas y contenidos de sus prácticas materiales y simbólicas. En lo que resta del capítulo, nos detenemos a leer diversos hechos vinculados con la crisis acentuando el papel de la espacialidad en la reproducción del sistema eléctrico local, o, dicho con otras palabras, focalizando la atención en lo que concebimos como prácticas espaciales de la reticulación. Ahora, dado que el despliegue de tales prácticas obedece a requerimientos de la reproducción orgánica de los actores en tanto miembros de un mismo sistema técnico y porque las tensiones sociales de cada situación actoral particular se proyectan mediante la apropiación y la producción del espacio-red, se trata, sobre todo, de *prácticas de territorialización*.

5.5.1. Redes de contrapoder: las luchas por la Tarifa Social y contra el Tarifazo

Empezaremos el recorrido de las prácticas de territorialización de la red eléctrica por una clase de hechos que -presumimos- podría despertar dudas de incongruencia conceptual: la movilización de los usuarios en pos de demandas sociales. Esta modalidad representa una práctica común de regulación social en la producción de servicios públicos, más aún cuando los rodea un estado de crisis. Por lo tanto, no debería ser ignorada por el marco analítico. Sin embargo, son necesarias algunas aclaraciones para evitar la liviandad, si no la equivocación, de endosar el calificativo de “territorial” a cualquier hecho más o menos conflictivo asociado con la vida de las redes o, en el otro extremo, de claudicar el uso de la conceptualización y reemplazarlo por interpretaciones oriundas de la sociología o la ciencia política “puras”.

Un grupo social que se moviliza y visibiliza en el espacio público en señal de protesta contra eventos conflictivos, políticas, medidas puntuales de la gestión, etc. y/o con el objeto de sostener y elevar reclamos formales o informales frente a las autoridades responsables, no manifiesta una apropiación materialmente directa de la red, pero sí puede constituir: a) una práctica territorial espacialmente mediada por los intersticios de espacio absoluto que se ubican “más allá de la red” y que pretende hacer uso de las articulaciones socioespaciales de la condición de multiterritorialidad en situaciones concretas de conflicto y b) un refuerzo sumamente efectivo de la capa de orden simbólico que cubre y otorga significado social a los actos de producción y apropiación que sí se manifiestan en las redes. En este sentido, cabe entender las estrategias de uso y apropiación de secciones del espacio banal como prácticas

de territorialización del denso espacio relacional, no necesariamente próximas ni contiguas. Tomaremos el ejemplo de dos conflictos específicos, quizás, los de mayor trascendencia en el ámbito local: la lucha por el establecimiento y la expansión del alcance de la Tarifa Social y la resistencia contra el “Tarifazo”. Ambos representan, además, experiencias colectivas que expresan una avanzada subalterna, una contrarracionalidad, en relación al proyecto político y económico dominante.

La privatización de ESEBA y el comienzo de las actividades de EDEA coinciden con el inicio de la honda recesión que asoló a Argentina entre 1998 y 2002. Con la modificación de la relación de servicio producida por el cambio del modelo de gestión, se abandonaron la flexibilidad y la permisividad que habían mostrado las empresas públicas y cobró entidad un nuevo régimen de prestación que implicó un control rígido de los términos contractuales y reglamentarios de la conexión y el suministro. El pasaje de manos es el hecho que inaugura el más profundo cambio territorial de la red eléctrica, un agente responsable distinto para un mismo espacio-red origina un nuevo territorio. Mientras se degrada la capacidad de pago de amplios sectores de la sociedad, volviéndolos más vulnerables, crece la inflexibilidad ante el incumplimiento de las obligaciones que competen a los usuarios-clientes e infracciones en el uso de las instalaciones. En diciembre de 1997, como parte del retroceso impuesto por los cambios regulatorios, se eliminó el subsidio que regía en las tarifas de la provincia de Buenos Aires para el consumo eléctrico de los jubilados (SE, 2003b). La pauperización de vastos sectores de clases media y baja en los últimos años de la década del noventa, elevó a niveles inéditos los cortes del servicio eléctrico por morosidad y falta de pago y añadió nuevas dimensiones a la creciente exclusión y desafiliación (Karol, 2002).

La polarización social y el empobrecimiento se sintieron, especialmente, en la ciudad de Mar del Plata y otros asentamientos turísticos de la costa atlántica, afectados por la crisis del turismo masivo que promueve el régimen de acumulación de la Convertibilidad al dotar de mayor competitividad a los destinos externos. Durante los años de la recesión, los niveles de desocupación y pobreza de Mar del Plata escalan hasta ubicarse entre los peores del país. Ante el aumento de la tasa de incobrabilidad, EDEA procedió a efectuar suspensiones (sin retiro del medidor) y cortes (con retiro del medidor) masivos del suministro eléctrico en barrios carenciados, en respuesta a ello, y en la forma de una acción colectiva de resistencia organizada, se multiplicaron las conexiones clandestinas (Sitio de la CTA). Chocan aquí, pues, dos procesos antagónicos de territorialización de la red: las prácticas de apropiación privada de la concesionaria, que moviliza recursos para readecuar y proteger las instalaciones que les fueron concedidas y garantizar un uso capitalista de la red bajo criterios de equidad y eficiencia económica, por un lado, y la multiplicidad de conexiones clandestinas y precarias a la red de baja tensión efectuadas por una gran cantidad de usuarios que buscan mitigar el deterioro de las condiciones materiales básicas de la reproducción social, por el otro.

En este contexto, a partir de 1999, por iniciativa del Sindicato Luz y Fuerza de Mar del Plata, un actor central en la oposición al proceso de privatización del patrimonio público y enajenación de la renta energética, se crea un movimiento multisectorial compuesto por organizaciones sociales y sindicales, asociaciones vecinales, asambleas populares barriales, desocupados, jubilados, estudiantes y usuarios en general, que tuvo por objetivo lograr la implementación de una tarifa económicamente accesible para los usuarios residenciales de bajos recursos. Esta multisectorial desempeñó un papel clave al lograr la instalación pública de la problemática a través de campañas, firmas de petitorios, ocupaciones simbólicas de las instalaciones de EDEA y numerosas acciones de difusión y protesta, que traspasó la escala local para ser incluida en las agendas provincial y nacional (Sánchez, 2003; LyF, 2010). La

movilización, que le dio visibilidad a la cuestión, y el apoyo recibido por parte de la población local, actuaron como métodos de legitimación de los “enganches” que se propagaban por los distintos barrios pauperizados de la ciudad.

Durante el transcurso del conflicto se llegó a un primer acuerdo en el que EDEA se comprometía a suspender los cortes del suministro y el retiro de los medidores en tanto duren las negociaciones y la provincia se comprometía a absorber parcialmente los costos de deuda de los carenciados (Karol, *op.cit.*). El complejo proceso de negociaciones, que produjo en el camino la sanción de la Resolución Nº 17/00 y del Decreto Nº 1.522/00¹⁴¹, desembocó en junio de 2001 en la promulgación de la Ley Provincial Nº 12.698, por la cual las empresas distribuidoras quedan facultadas de otorgar a sus usuarios residenciales de escasos recursos, existentes o futuros, imposibilitados de acceder o de mantener el servicio eléctrico mínimo, tarifas un 40% inferiores a las que sean reguladas en cada período hasta 150kwh, la que se denominará Tarifa Eléctrica de Interés Social (TEIS) (Ley Nº 12.698/01, Art. 1). También se elimina la carga de los impuestos provinciales creados por los Decretos Nº 7.290 y Nº 6.038 (*ibíd.*, Art. 4). Una limitación de esta ley es su carácter “no vinculante”, que no obliga a la distribuidora a aplicar la TEIS. Además, más allá de crear comisiones de evaluación distrital para la recepción y consideración de solicitudes de usuarios y confección del listado que será remitido a la distribuidora para su aplicación (*ibíd.*, Art. 7), es la empresa la que, en última instancia, determina quién será beneficiario de la TEIS, pactando de forma directa con los usuarios en su lugar de residencia (Sánchez, *op.cit.*). Sí es obligación de la distribuidora el mantenimiento de idénticas condiciones de calidad, continuidad y regularidad del servicio en este segmento diferenciado de usuarios que las normadas para los usuarios residenciales de la categoría T1R (Decreto Nº 765). Por otra parte, la EDEA también se favoreció con la TEIS, ya que consigue regularizar conexiones y facturar el servicio allí donde sufría el hurto de la electricidad, reduciendo las tareas (y los costos) de las cuadrillas encargadas de controlar el fraude eléctrico y minimizando el índice de fallas asociadas con las conexiones clandestinas.

El decreto reglamentario de la ley fue aprobado en marzo de 2002, es decir, en la fase de emergencia económica de la salida de la Convertibilidad, por lo que funcionó como un mecanismo institucional de contención e inclusión social en medio de la turbulencia que acarreó la transición en el modo de desarrollo hasta que se produjo su reestabilización hacia 2004/2005. En el año 2000, en el marco de las negociaciones previas a la sanción de la ley, la TEIS sumaba en el área de concesión de EDEA unos 5.200 clientes residenciales (LyF, *op.cit.*), para el año 2007 eran 19.304 beneficiarios y a finales del 2011 se redujo a 16.000 (Sitio de EDEA), pasando de un alcance sobre el total de usuarios residenciales del 1,4% al 4,8% y al 3,7% (en base a datos de la SE). El retroceso en términos absolutos y relativos se asocia con la política inclusiva del retraso tarifario, que permitió a usuarios residenciales acceder al encasillamiento en la T1R, y con la negativa por parte de EDEA de seguir financiando el costo de dicho servicio. Así, cumplido el quinquenio 2003-2007, etapa en la cual la agudización de las contradicciones estructurales del modo de desarrollo y del modelo de gestión fuerzan cambios regresivos para descomprimir las presiones ejercidas sobre el sector eléctrico, la empresa declaró que peligraba la continuidad de la TEIS, salvo que se otorgasen subsidios especiales recomendados al efecto (EDEA, 2008).

¹⁴¹ La Resolución Nº 17 estableció que las distribuidoras eléctricas de la provincia podrán otorgar a los usuarios residenciales con escasos recursos una tarifa inferior a las que sean reguladas en cada período, el Decreto Nº 1.522, rebajas para los usuarios de tarifa social del 6% en los impuestos provinciales y del 40% o más, a cuenta de las empresas privadas, en el costo del servicio eléctrico.

El segundo antecedente que deseamos comentar se produce en la transición hacia la etapa de cambios regresivos. El anuncio de un brusco aumento retroactivo en las tarifas eléctricas en septiembre de 2008, que intentaba terminar con el atraso acumulado de los precios relativos y restituir (o acercarse a) la rentabilidad extraordinaria de la reforma, dio origen a movimientos sociales de repudio en varios lugares del país. En el partido de General Pueyrredón, se conformó la denominada “Asamblea Marplatense contra el Tarifazo”, como un agrupamiento multisectorial vertebrado nuevamente en torno a la acción del Sindicato de Luz y Fuerza de Mar del Plata. No obstante, la generalidad del rechazo y la masividad de la movilización popular, cargada de altas dosis de espontaneidad, excedieron el espectro de las asambleas multisectoriales que portaron el reclamo ciudadano en las instancias formales de negociación.

El modo en que el incremento pretendía ser instrumentado tuvo incidencia directa en la contundencia de la reacción social. Según el diseño original de aplicación del ajuste, el usuario tomaría conocimiento del aumento en el mes de enero de 2009 para consumos que realizaría desde el 1º de octubre de 2008. La irracionalidad, la inconstitucionalidad, la escasa difusión y la imprecisión informativa, junto al motivo principal de un incremento que se consideró desmedido, fueron objetadas a viva voz para exigir su derogación inmediata. La forma de la protesta recuperó la experiencia colectiva trazada de continuo por las luchas populares contra el avance neoliberalizador en la Argentina. La amplitud de las marchas y los cortes de calle por la derogación del “Tarifazo Eléctrico” devolvieron transitoriamente, en un tiempo de plena recuperación económica, una imagen que, para el paralelismo interno de la red eléctrica, rememoraba la tenacidad de las acciones en defensa del patrimonio estatal y de los derechos sociales adquiridos que habían jalonado la década precedente.

En este segundo ejemplo, a diferencia del anterior, ninguna práctica de apropiación se da de forma materialmente directa sobre el espacio físico de la red. Pero ambos ilustran, a través de la intensidad de la agitación sociopolítica que se manifiesta en el espacio público de “la calle”, una arena de contienda dotada de una poderosa componente identitaria en la tradición vindicativa argentina, una circunstancial extensión territorial de la red. Más que un “desdoblamiento territorial” estamos en presencia de una fusión de subespacios geográficos que descubre la forma real de la compleja construcción de los territorios en sus momentos objetivos y subjetivos. Por unas razones distintas, y prescindiendo de todo uso metafórico de las nociones biologicistas, la red (socialmente producida) reaparece como un “cuerpo-red”, o un “espacio-red”, esa forma de existencia (social) unitaria donde uno y otra se contienen a sí mismos y no es posible romper la unidad sin que perezca la matriz de fuerzas que mantienen activos su funcionamiento y su desarrollo.

5.5.2. Nodos de la clandestinidad: las prácticas del robo de energía

Las prácticas territoriales que abordaremos ahora, representan una clase de hechos que no suscita (o suscita menos) controversias conceptuales: la conexión clandestina es entendida como una acción territorial invasiva en la red eléctrica. La apropiación del espacio de la red, en este caso, se realiza de una forma directa, transgrediendo normas regulatorias del servicio (derechos y obligaciones de conexión y suministro, prescripciones técnicas, etc.). Aquí no hay mediaciones interpuestas en la toma y uso ilegales de la red eléctrica, pero sí hay un espacio geográfico diferencialmente producido y apropiado en el cual se inserta la red y cuyo lugar en la trama de la vida social local es necesario conocer para entender los

sentidos y las formas específicos y particulares de las conexiones clandestinas. En respuesta, las empresas distribuidoras ejecutan campañas de control y desenganche de las conexiones clandestinas o instrumentan mecanismos de protección de la red a su cargo ante conductas invasivas.

Los “enganches” se realizan, principalmente, en las zonas urbanas de hábitat precario (barrios y viviendas humildes, asentamientos ilegales, villas) que carecen de infraestructuras básicas pero que poseen cobertura territorial de la red eléctrica, como un modo de acceso informal e ilegal a condiciones elementales de subsistencia, pero también suelen detectarse en establecimientos productivos y comerciales, a veces en un número bastante significativo, como un modo de evasión de costos fijos.¹⁴² Al acto de conexión irregular le sucede la rutina de inspección, detección y desconexión por parte de la empresa y, eventualmente, según sea el caso, una instancia de arreglo y cancelación de deudas por el consumo impago de la electricidad. Por lo general, en el plano de los usuarios irregulares precarios se da un juego permanente de alternancias entre la acción de enganche y la contra-acción de desconexión. Así, en algunos espacios nodales, esta práctica reiterativa está incorporada como un “hábito territorial” de las estrategias de subsistencia. Entre los usuarios irregulares productivos, en cambio, la reincidencia del enganche (luego de llevarse a cabo la detección y la desconexión) no es usual. A veces, los intentos de disuasión de los usuarios productivos ilegales consiste en la doble conexión: una conexión regular que registra el consumo de energía a facturar y una conexión irregular para el consumo que evade el medidor.

La inmensa parte de las conexiones clandestinas de la costa atlántica se originan en la ciudad de Mar del Plata, que por su estadio de complejidad urbana se ha convertido, no sólo en el centro regional por excelencia, sino también en la aglomeración donde se concentran los mayores contingentes de población en condiciones de marginalidad y pobreza. Debido al alto dinamismo del fenómeno, el relevamiento de indicadores de conexiones clandestinas -al igual que los de calidad del servicio- adolece de limitaciones metodológicas. No obstante, en función de lo dicho, el mapa de asentamientos precarios de Mar del Plata permite inferir la localización de secciones de la red eléctrica en las que las conexiones irregulares tienden a ser habituales (ver Mapa Nº 5).¹⁴³ Factores espaciales, como la localización del asentamiento o de viviendas aisladas en predios no urbanizados (esto es, sin amanzanamiento ni apertura de calles) o en manzanas periféricas de acceso dificultoso o el cerramiento del asentamiento por diversos medios físicos, confluyen en la configuración del modo de apropiación y uso ilegal de la red eléctrica. Son rasgos que participan activamente en la construcción territorial de los grupos sociales excluidos, comúnmente unidos a la proyección simbólica del ingreso vedado al ‘otro diferente’, y no sólo por medios físicos de la territorialización, complicando o impidiendo tareas de inspección y desconexión. Por el lado de las conexiones clandestinas de usuarios productivos, la transitoriedad de muchas actividades económicas vinculadas al turismo (balnearios, locales de gastronomía, comercios emplazados en “barrios de veraneo”) es utilizada como un escudo del hurto efímero de la energía.¹⁴⁴

Para reflejar la magnitud del consumo clandestino, se usa normalmente el indicador de “pérdidas no técnicas”.¹⁴⁵ Según datos recogidos por un estudio de la consultora MG, las pérdidas no técnicas de EDEA en 2006 fueron del 7%, contra un 3,5% de pérdidas técnicas, lo

¹⁴² La descripción resume la visión común de cinco entrevistas a cooperativas eléctricas de la costa atlántica.

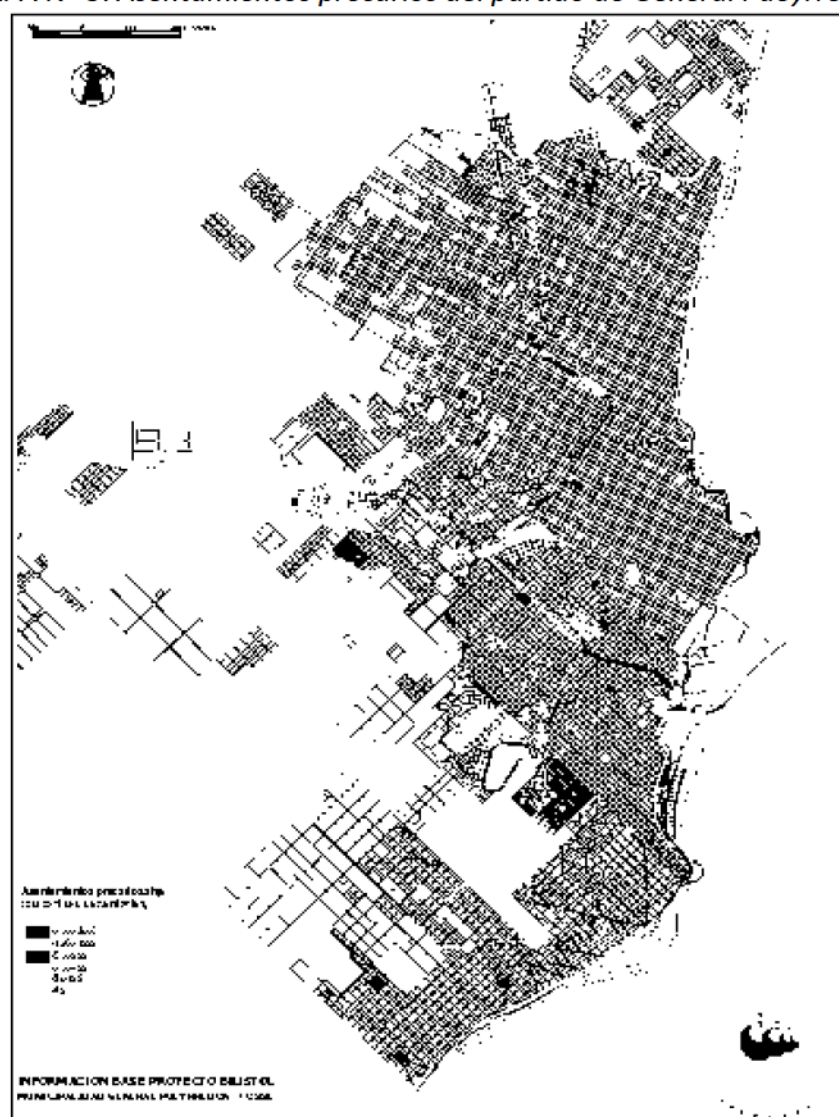
¹⁴³ La inferencia fue validada en entrevistas con informantes calificados.

¹⁴⁴ Las tres clases citadas resumen la totalidad de casos de fraude y robo eléctrico que suelen trascender en las informaciones publicadas en el Sitio de EDEA y en gacetillas de prensa circuladas en medios locales.

¹⁴⁵ Las pérdidas no técnicas se calculan como la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas.

que suma una pérdida total del 10,5% (MG, 2008). Observando la información publicada por ADEERA (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina), vemos que la pérdida total de energía osciló alrededor de una moda del 10% entre 2000 y 2012, con picos del 13% en 2001-2002 (Sitio de ADEERA).¹⁴⁶ Por lo tanto, si mantenemos fija la proporción de las pérdidas técnicas, debemos deducir que en los años del desplome social argentino el hurto de electricidad en el área de EDEA trepó a valores próximos al 10%. Las reducciones de las pérdidas no técnicas se han debido a la intensificación de las campañas de control del fraude eléctrico, que dispuso una mayor cantidad de vehículos y cuadrillas en calle para efectuar las operaciones de vigilancia y desconexión.

MAPA Nº 5. Asentamientos precarios del partido de General Pueyrredón.



Fuente: Sitio de la Municipalidad de General Pueyrredón (2006).

En las áreas servidas por cooperativas, el panorama es diverso, y ello obedece, entre otras cosas, a la situación geográfica. En casos como el de la Cooperativa Eléctrica de Mar del Plata, que sirve en un área urbana consolidada compuesta por 77 manzanas próximas al

¹⁴⁶ Los registros publicados no cubren la medición de todo el período, sino sólo cinco años: 2000, 10,4%; 2001, 13%, 2002, 12,86%, 2011, 10,1%; 2012, 9,6% (Sitio de ADEERA).

área céntrica de la ciudad, y el de la Cooperativa de Pinamar (CALP), que presta servicio en localidades dedicadas a un turismo selectivo y que poseen bajos o nulos niveles de pobreza (Pinamar, Ostende, Valeria del Mar, Cariló), el robo de energía es una práctica inexistente o de un carácter anecdótico (Vásquez, com. pers.; Otero, com. pers.). En otros, como el de las cooperativas de Villa Gesell (CEVIGE) y Necochea (UPC), en cambio, las pérdidas no técnicas presentan proporciones equivalentes a las de EDEA (Lafrossia, com. pers.; estimaciones de MG, *op.cit.*). Nos enfocamos, a continuación, en dos situaciones ejemplares de propagación de nodos de la clandestinidad en la red eléctrica que devienen de particulares inscripciones de producción social del espacio geográfico en la fase actual.

En la década pasada, el tándem Mar de las Pampas-Mar Azul, situado en el extremo sur del partido de Villa Gesell, se perfiló como la urbanización balnearia insignia de las costas argentinas. La valoración del paisaje de médanos forestados, de la tranquilidad de las playas y de la baja intensidad de dotación infraestructural, que ayuda a preservar la calidad prístina del ambiente, como recursos turísticos, y el relativo declive de ciertos destinos tradicionales, impulsaron la corriente de inversiones inmobiliarias y en construcción que se tradujo en el raudo desarrollo urbano-turístico de sendas localidades. Una modalidad de alojamiento que proliferó en el área, acorde al sentido de naturalidad de los atractivos en oferta, es la de las cabañas.

Conforme creció la zona sur del partido, se desplazó hacia allí el foco de crecimiento de la demanda eléctrica. Cuando analizamos la cuestión tarifaria, vimos que el proceso de la expansión urbana ligada al desarrollo turístico operó en años de la crisis eléctrica como un medio de reequilibrio económico. Empero, ese mismo fortuito despliegue trajo aparejado el problema de la multiplicación de las conexiones irregulares de las cabañas a la red eléctrica. A partir de diciembre, mes de arranque de la temporada estival, comienzan a producirse las “invasiones” en el sector austral del partido. Aparece, aquí, una modalidad puntualizada de presión directa del sector turístico sobre el sector eléctrico. Dos factores clave componen la estrategia de apropiación y uso ilegal de las redes: a) las condiciones físico-naturales para el ocultamiento de conexiones irregulares (densidad de la vegetación, que impide el avistaje, y calles sin pavimentar y terrenos al descubierto, que facilitan el movimiento del suelo para conexiones subterráneas) y b) las dificultades para el acceso y la circulación automotora en ciertas zonas, que obstaculizan las tareas de inspección (del mismo modo que sucede en las áreas no urbanizadas). La corta duración de la temporada de veraneo también juega a favor de posibilitar un aprovechamiento furtivo de la energía y minimizar las probabilidades de detección del fraude. Un segundo sector con problemas de enganches en el área de servicio de la CEVIGE, ligado al proceso de empobrecimiento de capas medias y bajas, se aloja en los asentamientos precarios de la ciudad de Villa Gesell, expandidos en la última década. Desde el año 2007, el hurto de energía aumentó en las dos áreas indicadas, con un pico de pérdidas en 2009-2010: en las villas, la causa es el crecimiento demográfico; en las cabañas, por el crecimiento de la actividad turística (Lafrossia, com. pers.).

Otro caso notorio se da en la red atendida por la Cooperativa de Pueblo Camet, que presta el servicio de distribución a unos 2.400 usuarios de la zona norte del partido de General Pueyrredón.¹⁴⁷ Este sector se encuentra atravesado por la Autovía 2, que constituye uno de los importantes ejes de crecimiento urbano del partido. Sobre él han ido surgiendo pequeñas localidades y asentamientos, algunos de ellos con características de precariedad, sobre todo, los contiguos y más cercanos a la ciudad de Mar del Plata. Como subproceso de

¹⁴⁷ La descripción del caso se extrae de la entrevista realizada al Ing. Eduardo Aquino, Jefe Técnico del Área Eléctrica de la Cooperativa de Pueblo Camet.

la expansión urbana impulsada por la recuperación económica posdevaluación y como una derivación del problema del acceso a la vivienda para sectores de menores recursos, en los últimos años se produjeron ocupaciones de casas y tierras en diferentes zonas de la periferia marplatense. Un ejemplo cabal se localiza en el Barrio 2 de Abril, el más poblado de los que sirve la cooperativa, donde varios habitantes que no pudieron continuar afrontando el costo creciente del alquiler de la vivienda en el área consolidada de la ciudad mudaron su lugar de residencia, instalándose mediante la forma de la ocupación ilegal. Luego, las tomas de casas y terrenos baldíos tuvieron como correlato la producción de enganches en la red. En muchas ocasiones, los ocupantes son trabajadores precarizados que disponen de dinero y voluntad para solventar el costo del servicio eléctrico pero, dadas las irregularidades de la situación dominial del inmueble habitado, no cumplimentan los requisitos exigidos para legalizar la conexión a la red. A partir del 2009, las conexiones clandestinas fueron menguando por la regularización dominial de los inmuebles ocupados; por negociaciones entre la cooperativa y los usuarios enganchados que permitieron llegar a acuerdos de formalización de la conexión, y por la intensificación de las tareas de control, que bloquearon nuevos enganches.

La muestra de casos reseñados deja ver con mayor nitidez zonas opacas del proceso de desarrollo localizado y reinterpretar la reproducción del sistema eléctrico en medio de la crisis. En general, la cantidad de conexiones clandestinas y la proporción de las pérdidas no técnicas no se han modificado en una medida significativa, aunque con una ligera tendencia a la baja, producto de la maximización del control. Pero sí debe destacarse que estos hechos de “intercepción territorial” se han distribuido desigualmente en la red, impactando más en unas distribuidoras que en otras, en función de particulares procesos de producción del espacio con los que aquélla entró en contacto en la fase de crisis.

5.5.3. Territorios comunitarios que tejen redes inclusivas

Los procesos de construcción comunitaria del territorio tienden a forjar identidades territoriales fuertes. La doble dimensionalidad del hecho territorial (relación actor-espacio y relación actor-actor) se compacta y los lazos de pertenencia a la comunidad se entremezclan y refuerzan recíprocamente con los lazos de pertenencia al territorio. En espacios en los que esta clase de predeterminaciones geohistóricas constituye un dato patente de su contenido político específico, la producción y el desarrollo de las redes de servicios, como de cualquier otro componente de la vida colectiva, muy probablemente modelará las formas de equilibrio y compensación ante posibles perturbaciones en la reproducción de las relaciones orgánicas entre prestadores y usuarios.

Colonia Laguna de los Padres es una localidad del Partido de General Pueyrredón ubicada sobre los márgenes de la Ruta Nacional 226, a unos 14/16kmts del centro de Mar del Plata, que surgió a mediados del siglo XX como una pequeña colonia rural. El conjunto integrado por Laguna y Sierra de los Padres, espacio de fundación de misiones jesuíticas en el siglo XVIII, convertido en un espacio que conjuga la producción agraria con áreas de ocio recreativo, una reserva natural, un área central de comercialización de productos regionales y una atractiva oferta paisajística, pasó a formar parte relevante del circuito turístico de Mar del Plata. En 1967, una comisión de colonos creó la Cooperativa de Electricidad y Servicios Anexos de Colonia Laguna de los Padres, que tiene a su cargo la prestación del servicio en

una extensa superficie de la escasamente poblada zona oeste del partido (CCLP, 1967). En la actualidad, reciben el servicio eléctrico una cantidad aproximada de 850 usuarios.¹⁴⁸

La comunidad local, engrosada básicamente a fuerza de crecimiento vegetativo hasta fines del pasado siglo, todavía conserva la identidad territorial propia de “los colonos”. En las dos últimas décadas, se radicaron familias de inmigrantes bolivianos y japoneses, dedicados a la agricultura y a la floricultura, respectivamente, que representa una nueva tendencia en la demografía, pero que no ha generado cambios en la dinámica de las relaciones sociales. En diálogo mantenido con personal y usuarios de la cooperativa, distintas frases dejan ganar relieve al hecho de que la identidad compartida media positivamente en las relaciones de servicio: “somos vecinos, nuestras familias se conocen de siempre, si casi todos somos colonos, o hijos o nietos de colonos, ¿cómo hago yo para cortarle la luz porque no pago la boleta?”, “Si le roban la energía a EDEA, no me importa, ¡pero que no nos la vengán a robar a nosotros! Las cosas se conversan...”, “acá, los socios se sienten dueños”, “somos pocos y nos conocemos muchísimo”, (Aidé y Laura, com. pers.). El reducido tamaño de la comunidad -según lo declarado- es interpretado como un factor que tiende a favorecer el desarrollo de lazos interpersonales y refuerza el vínculo entre la cooperativa y los vecinos-usuarios.

¿En qué aspectos concretos de la relación de servicio es posible constatar el impacto favorable de la identidad territorial comunitaria? Un ejemplo lo encontramos en el registro casi nulo de conexiones clandestinas, aún cuando sí existe población que vive en condiciones de pobreza y habitabilidad precaria y también se cuenta en el área con usuarios productivos “protegidos por la física de ocultamiento” de la red (frondosidad de la vegetación, dispersión de localizaciones, etc.), situaciones frecuentemente correlacionadas de forma directa con la detección de las irregularidades. En el Barrio Santa Paula, por ejemplo, se asientan unas 200 familias que habitan viviendas precarias con posesión irregular de terrenos y, no obstante, todas las conexiones al servicio eléctrico se encuentran regularizadas. La carencia de los requisitos formales mínimos es suplida por documentación alternativa (boletos de compra-venta, certificados de domicilio, facturas de otro servicio, etc.). A veces, la búsqueda y la solicitud de la documentación es gestionada por el personal de la propia cooperativa: “hay gente que no sabe escribir, o que no sabe el domicilio de su casa, a esos vecinos los acompañamos y los ayudamos a realizar los trámites, en la comisaría o donde sea, para que tengan algún papel en la mano para presentar” (Aidé, com. pers.). La ocupación de tierras no es realizada por gente desconocida, sino por familiares de los propios residentes, que toman terrenos colindantes a las unidades habitacionales y que son reconocidos como miembros de la comunidad de los colonos. Para solventar el pago de la conexión y del suministro de los usuarios de menores recursos, suelen otorgarse distintas facilidades: prórrogas, cuotas, descuentos, financiamiento directo, etc. La predisposición a hallar soluciones no conflictivas y flexibles a los problemas que puedan surgir en la relación con los usuarios, comenzando por el compromiso esencial de no cortar o suspender el suministro eléctrico, contribuye, por un lado, a que la tasa de incobrabilidad de la cooperativa sea muy baja y, por el otro, a eludir los costos incrementados de las tarifas reales que recaerían sobre los morosos (intereses por retraso en el abono de la factura, cargos por reconexión, etc.). El desarrollo de prácticas inclusivas ha inculcado un sentido de apropiación colectiva de la red en los socios-vecinos, que, en ciertas ocasiones, llegan a colaborar con las tareas del personal de la cooperativa

¹⁴⁸ La descripción del caso se extrae de testimonios recavados en entrevista grupal al personal administrativo de la cooperativa y a usuarios-socios. En las citas en el texto se indica el autor del testimonio y la referencia en el listado de fuentes se remite a “CCLP (2011)”.

(instalación de postes para el montaje de cables de la red, control de conexiones irregulares, etc.).

Las reglas de una confianza construida comunitariamente vienen, así, a suplantar el uso de determinadas normas formales y derechos establecidos en reglamentos de conexión y suministro, contrato de concesión y marco regulatorio, que favorecerían a la distribuidora y castigarían al usuario. El sentimiento de pertenencia a un territorio colectivo se infiltra como contenido en las prácticas incluyentes de territorialización de la red, y reafirma una vocación cooperativista. Este modo de relacionamiento ha sido una constante a lo largo de toda la historia de la cooperativa de la Colonia, pero, en lo que refiere al período estudiado, contribuyó especialmente a superar la coyuntura expulsiva de 2001-2002, garantizando la continuidad en el acceso al servicio para los usuarios que sufrieron las peores consecuencias de la crisis económica (desempleo, subempleo, caída de los salarios, etc.).

5.5.4. La selectividad espacial de la disfuncionalidad

Es sabido que en situaciones de escasez de energía eléctrica en las redes que impiden satisfacer inevitablemente una porción de la demanda, las empresas distribuidoras efectúan racionamientos mediante cortes rotativos del servicio. Este método de “socializar la escasez” tiene la intención de que las afectaciones distribuidas en distintas secciones de nodos de la red posean una menor duración que la que tendrían si las interrupciones se concentrasen de una sola vez en pocas áreas. Sin embargo, en la lógica de gestión de la selectividad espacial, la distribución de los impactos no tiene por qué seguir un criterio igualizante dentro de la escala urbana. El rastro que dejan las prácticas concretas de tal operatoria en la ciudad de Mar del Plata permite identificar patrones espaciales de concentración-dispersión de los impactos. El tamaño intermedio de la ciudad en cuestión y su elevado nivel de complejidad funcional garantizan un grado de diferenciación zonal interna entre un centro y una periferia urbana claramente distinguibles.

Se ha dicho que las interrupciones forzadas del suministro han sido frecuentes en la costa atlántica durante los picos de potencia de los meses de verano. Cada temporada, EDEA programó y efectuó cortes rotativos para evitar el completo colapso del sistema local (Sitio de LyF; Zárate, com. pers.). El rasgo geográfico saliente de la programación de los cortes, tal como se advierte en las quejas de usuarios y vecinos y en los reclamos y denuncias elevadas por trabajadores del Sindicato Luz y Fuerza, es que se llevan a cabo regularmente en barrios periféricos populosos y zonas aledañas, mientras que el área central de la ciudad permanece continuamente abastecida e iluminada (Ocho de Octubre, 01/11/04, 25/05/11 y 14/03/12; La Capital, 18/12/13).

El impacto desigual de la escasez de energía eléctrica favorece a los subespacios de la ciudad directamente vinculados al consumo y a la circulación de los veraneantes -esto es, las áreas de la territorialización del sector turístico- en detrimento de la continuidad del servicio en los subespacios que no participan de la apropiación de la renta turística, al menos de una forma directa. Se trata de una forma específica de controversia en la antinomia que José Mantobani (*op. cit.*) describe con los respectivos apelativos de “ciudad efímera” y “ciudad cotidiana” en su análisis de los asentamientos turísticos-balnearios de la costa atlántica. La condición emblemática de principal destino turístico del país, además, hace de Mar del Plata (o, del recorte territorial del supespacio turístico de la ciudad, para ser más precisos) la “gran

vidriera nacional”, el lugar por excelencia al cual se traslada «la política» en los meses del receso de verano.

En la determinación de las zonas prioritarias del abastecimiento eléctrico se impone una circunstancial coalición de razones e intereses que alinea al sector turístico con el sector eléctrico: siendo que el turismo es el factor decisivo en el desborde de demanda de potencia que impulsa el racionamiento de energía eléctrica, el sector turístico es el que, irónicamente, permanece al resguardo de las interrupciones porque es el que posee la mayor capacidad de visibilización de la disfuncionalidad en el sistema eléctrico. Este peculiar fenómeno de la práctica territorial en la red no le quita prevalencia a la trama de presiones recíprocas que imprime la articulación geoeconómica crítica, más bien, la confirma, dado que la selectividad espacial, primero, es una estrategia de negación de las deficiencias estructurales que deja al descubierto la dinámica normal de la actividad turística y, segundo, la inmunidad a los cortes rotativos de la que goza el sector turístico es un rebote inducido por las artes del camuflaje, que tienen por objetivo prioritario encubrir el incumplimiento de obligaciones contractuales en el segmento de la distribución eléctrica. La manipulación de los flujos en la red, además de consumir una distribución desigual de los perjuicios, opera como un método efectivo de manipulación disuasiva de la percepción del real modo del funcionamiento urbano.

5.5.5. Economía turística colateral de la espacialidad del ahorro energético

La generalización del estado de emergencia energética en todo el territorio argentino por la imposibilidad de aumentar significativamente la oferta eléctrica en el corto y mediano plazo, condujo a la aplicación de políticas de ahorro y uso racional de la energía en el ámbito nacional y provincial. Una de las medidas adoptadas fue la del cambio del huso horario de verano, cuyo mayor atributo consistiría en el aplanamiento del pico de demanda de potencia a causa del atraso en la puesta del sol (SE, 2008b). Al margen de los argumentos esgrimidos para poner en entredicho la eficacia de esta opción habitual de gestión energética, como la automática adaptación cultural al ciclo de iluminación natural (Rabassa y Sitler, 2014) o la modificación de la curva de carga horaria debido a altas temperaturas registradas en horas de la tarde (Suárez, com. pers.), importa indagar las secuelas que dejó en el funcionamiento de la economía local a partir de su implantación geográfica. En términos de territorialización, los hechos revelan la influencia de la administración del tiempo social, cuya potestad política recae en el estado nacional, como actor más importante de la gestión del sistema eléctrico, en la posición relativa de los usuarios en la red.

A partir del 30 de diciembre de 2007, entró en vigencia la orden de adelantar el reloj en una hora, que rigió hasta el 15 de marzo de 2008 (Ley Nº 26.350/07), por lo que los días del verano 2007-2008, sumaron una hora de iluminación natural. Para la costa atlántica, esta alteración provocó una divergencia de efectos económicos. Por un lado, golpeó la caja de los comercios y servicios vinculados con la actividad recreativa nocturna de “posplaya” (paseos, locales de ropa, locales de gastronomía, teatros, cines, etc.), ya que ganar una hora de sol, significó perder, por lo menos, una hora de trabajo en dichas actividades. Para los servicios de consumo colectivo que poseen horario fijo de inicio y su goce no admite fraccionamiento, como los ofrecidos en el mundo de espectáculo, la repercusión fue mayor. El vicepresidente de la Cámara Marplatense de Empresas Comerciales y de Servicios, Sr. Héctor Domínguez, resume los trastornos sectoriales generados por la medida señalando que: “El turista estuvo mucho más en la playa y después casi no salía a pasear ni a hacer compras” (La Nación,

10/10/2008). Por otro lado, sí resultaron favorecidos los servicios emplazados y/o proveídos directamente en las playas y la zona costera próxima, empezando por los locales instalados en los balnearios y continuando por todo el conjunto de rubros asociados que componen la oferta de bienes y servicios de las áreas definidas por la circulación del turista. En el balance económico del sector turístico, de todos modos, las pérdidas superaron a los beneficios.

La espacialidad del cambio horario suscitó tensiones en el interior de las localidades de la costa atlántica, arrastrando a sendos actores económicos diurnos y nocturnos a una competencia por la apropiación de la renta turística basada en la disputa por la organización social del tiempo. Para el año siguiente, volvió a ordenarse el adelantamiento de una hora para el período comprendido entre el 19 de octubre de 2008 y el 14 de marzo de 2009 (Decreto Nº 1.693). Los rechazos a las consecuencias perjudiciales de la medida proclamados en distintas zonas del país, empero, determinaron que un conjunto de doce provincias -siete de la zona oeste y las cinco patagónicas- fueran exceptuadas de la aplicación (Decreto Nº 1.705/08), quedando desdoblado el horario oficial de la Argentina. En la costa atlántica, ubicada en la zona del país sujeta a la adopción del cambio horario, se repitió la situación de la temporada anterior. El impacto del perjuicio económico, además, debe entenderse en el marco de una menor afluencia turística y una disminución del nivel de actividad del sector. Finalmente, en 2009-2010, habiéndose llegado a discutir la propuesta de desdoblamiento de la hora oficial en el interior de la provincia de Buenos Aires (La Capital, 03/10/2009), y ante no pocas presiones de las cámaras y demás representantes de la producción, los relojes no alteraron la marcha de sus agujas. En los sucesos de las temporadas estivales de 2007-2009, tenemos otra forma de presión sobre el sector turístico; esta vez, inducida por los planes de gestión del sector eléctrico; así como la respuesta orgánica a la misma para el verano 2009-2010.

5.5.6. Emergentes locales de la transición electroenergética argentina

El último punto que comentaremos se refiere a las transformaciones morfológicas y tecnológicas de la red eléctrica local que denotan la dirección de la transición energética que impulsan las acciones de desarrollo del sector emprendidas en la Posconvertibilidad. En el análisis de la transición se consideran dos dimensiones: las tendencias reales; representadas por los cambios efectivizados desde el inicio del estado de emergencia hasta la actualidad, suponiendo, también, su continuación hacia el futuro inmediato; y las tendencias latentes, representadas por la cartera de proyectos pertenecientes a diversos actores y que contienen algún indicio confiable de concreción en plazos próximos, más allá de las meras conjeturas. La instalación -efectiva o latente- de nuevos objetos técnicos es una práctica de producción y territorialización del espacio-red local configurada en la situación geográfica localizada de la crisis electroenergética. En virtud de la orientación de la transición energética que inscriben en el espacio producido (principio de inercia geográfica), las prácticas territoriales del capital tanto pueden ayudar a endurecer el fenómeno de la crisis como a alivianarlo.

En principio, el balance de la evolución de la potencia instalada local arroja resultados bastante concluyentes. Entre 2005 y 2012, se incorporan 252Mw de potencia instalada a la matriz de generación de la costa atlántica. De ese aumento, 92Mw corresponden a las obras de repotenciación de CCA y más de 160Mw a usinas de generación distribuida proveniente de tres orígenes: los fondos del FREBA, las etapas I y II del PGD de ENARSA y de una iniciativa privada de montaje de un molino de 250kw. La instalación del aerogenerador es la excepción

a la tendencia dominante al uso de la termoelectricidad; es decir, de la profundización de la dependencia hidrocarburífera; como técnica de satisfacción de la demanda eléctrica. De los casi 160Mw de generación termoeléctrica distribuida, un subconjunto del equipamiento que suma una cantidad de 107Mw (67%) sólo consume combustibles diesel y los casi 53Mw restantes (33%) son equipos turbogas de ENARSA (CT Pinamar y CT Las Armas I y II) que admiten funcionar en base al consumo de diesel y, en efecto, lo han hecho regularmente desde que entraron en servicio. Esto también significa que en la atención de la emergencia eléctrica local se intensificó el uso de combustibles fósiles de menor calidad que describe la tendencia general a nivel nacional.

El protagonismo que sostiene el método de la generación distribuida desde el año 2007, confirma un cambio morfológico en el cual se multiplican y densifican los nodos de la producción eléctrica. Se asiste, así, a un proceso de descentralización espacial del subsector de generación consonante con lo que dicta la tendencia a la configuración híbrida y mixta de las redes que viene ganando terreno en las concepciones técnico-económicas de desarrollo del sector en el ámbito internacional.¹⁴⁹

Sin embargo, la localización absoluta de los generadores eléctricos de baja potencia es un indicador incompleto del sentido de la descentralización espacial. Para completarlo, es necesario considerar el punto concreto de interconexión a las redes. Por ejemplo, en todos los casos de instalación de centrales del PGD de ENARSA, los equipos fueron conectados en las barras de las estaciones transformadoras de la red provincial de transporte¹⁵⁰, por lo que ayudan a alimentar la demanda local de forma indirecta, es decir, por un aumento del flujo eléctrico en todo el sistema: al inyectar energía en un nodo de esa red interconectada, son beneficiados simultáneamente todos los nodos de la misma, no sólo los de la costa atlántica. Para atender problemas puntuales del abastecimiento eléctrico que se manifiestan en las redes de distribución -provincial o municipales-, y no del íntegro sistema eléctrico provincial, y a razón de que algunas máquinas de CCA se encontraban indisponibles por someterse al sobreesfuerzo, se conectaron a tales subsistemas los generadores móviles del FREBA y, más tarde, los de ENARSA. El punto específico de la interconexión tiene evidentes implicancias económicas, dado que determina el área de comercialización de la energía. En la evaluación de la descentralización espacial de la producción eléctrica, por ello, es imperativo introducir consideraciones sobre la espacialidad relativa y relacional de las redes.

La diversificación de la matriz eléctrica local se encuentra todavía en estado latente. No obstante, existen indicios firmes para pensar que para finales de la década en curso -esto es, hacia 2020- el aprovechamiento de recursos energéticos renovables no convencionales podría contar en la costa atlántica con una participación significativa. Respecto de las nuevas opciones de energización de la red, los sondeos de vientos de diversos estudios técnicos estiman que el sudeste bonaerense, expuesto a las masas de aire que moviliza el anticiclón del Atlántico Sur, la ubican como la segunda zona preferencial del país para la implantación de aerogeneradores, detrás de la extensa meseta patagónica, que gracias a los vientos del oeste califica entre las cuencas eólicas más importantes del globo (Sitio del FREBA).

Al día de hoy, la energía eólica ocupa una posición marginal en la cuantificación de la potencia nominal, con seis parques de baja potencia instalados dispersamente en distintos puntos del territorio provincial. Sobre el litoral marítimo, se han montado tres centrales: dos

¹⁴⁹ Rever Apartado 2.6.3. La hibridación de las redes eléctricas se identifica en la Etapa 3 de las configuraciones espaciales del Esquema Nº 2.

¹⁵⁰ La información sobre interconexiones consta en los esquemas unifilares elaborados y publicados en el sitio web de CAMMESA.

en el sector sudoeste; Cooperativa de Punta Alta (partido de Coronel Rosales, 3 molinos de 600kw y 1 molino de 400kw) y Cooperativa de Claromecó (partido de Tres Arroyos, 1 molino de 750kw); y uno en el sudeste, el proyecto privado de Sea Energy en el partido de Necochea (Sitio de AAEE).¹⁵¹ Con excepción del reciente montaje de Necochea, cabe destacar que la totalidad de los parques provinciales fueron instalados en la década del noventa y surgieron por iniciativa de particulares actores locales, al calor del modelo de gestión de la reforma y sin mecanismos específicos de estímulo al uso de energías alternativas en el diseño de las políticas públicas.

Aunque incipiente y minoritario, el efecto combinado de diversos factores de la crisis y de la emergencia del sector energético y de las condiciones de entorno (encarecimiento y escasez de combustibles, acercamiento de fronteras de costos, desarrollo y transferencia de tecnologías, programas específicos de cooperación y de financiamiento, capacitación de los recursos humanos, etc.), ha dado cabida al impulso de soluciones técnico-económicas en el segmento de generación basadas en el uso de recursos no convencionales, por dentro y por fuera del marco político-institucional del desarrollo eléctrico. El proceso de valoración de los recursos energéticos renovables, dio lugar en el ámbito local a varios acontecimientos que tuvieron por objetivo promover el aprovechamiento de los vientos de la zona, logrando una aceptable instalación del tema en la agenda pública. Entre los principales hitos vale citar los siguientes:

- Octubre de 2007: se desarrolla en Mar del Plata la VI Conferencia Mundial de Energía Eólica (WWEC), organizada por la Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE) y la Asociación Mundial de la Energía Eólica (WWEA), destinada a promover la importancia del negocio del viento como un área de inversiones promisorias (Sitio de WWEA).
- Noviembre de 2008: la empresa EDAL RE Inc. instala un molino vertical en el Estadio Polideportivo Islas Malvinas de Mar del Plata, en el que se disputa la Final de la Copa Davis de tenis, como un acto publicitario de tecnología de generación eólica de alta trascendencia y visibilidad internacional (Infobae, 23/11/08).
- Noviembre de 2009: creación del PROINGED (Programa Provincial de Incentivos para la Generación de Energía Distribuida) a cargo de la UCOP (Unidad de Coordinación Operativa), que se encuentra integrada por representantes del FREBA y del Ministerio de Infraestructura de la Provincia. El PROINGED tiene por objetivo fomentar estudios y obras de generación distribuida mediante financiación, con especial énfasis en las energías renovables. Se concibe y realiza el proyecto de ampliación del mapa eólico eléctrico de la provincia, para lo cual se pone en marcha la campaña de medición de vientos en las localidades de San Bernardo (Partido de La Costa) y Stroeder (extremo sur de la provincia) (Sitio del PROINGED).
- Octubre de 2011: realización de la “Primera Jornada sobre Energía Eólica. Su actualidad, perspectivas futuras en la región” en la ciudad de Mar del Plata, promovida por la distribuidora provincial EDEA (Sitio de EDEA).
- Diciembre de 2011: realización de la “Primera Jornada sobre Ciencia y Tecnología del Sudeste Bonaerense” en la ciudad de Mar del Plata, dedicada a los temas “agua” y energía” como prioridades estratégicas regionales, uno de cuyos ejes centrales fue la prospección de la energía eólica. La empresa Obras Sanitarias (OSSE) anuncia la construcción de un parque eólico en la zona norte del Partido de General Pueyrredón (Red Belgrano, 2011).
- Abril de 2012: se presenta el Mapa Eólico-Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (MEEBA) en el marco de la Jornada Técnica intitulada “Herramientas de prospección y desarrollo de proyectos eólicos” (Sitio del PROINGED).

¹⁵¹ Completan la lista de aerogeneración de la provincia de Buenos Aires: la Cooperativa de Mayor Buratovich, en el partido de Villarino, (2 molinos de 600kw), la Cooperativa de Darregueira, en el partido de Puán (1 molino de 750kw) y la CRETAL de Tandil-Azul, en el partido de Tandil (2 molinos de 400kw) (Sitio de AAEE).

En este contexto, fueron tomando forma proyectos de parques eólicos en lugares de la costa atlántica, promovidos por distintos actores del sistema. Veremos algunos de estos ejemplos. Entre los agentes del capital privado, la instalación del molino de Sea Energy constituye la primera fase de un proyecto que concluiría con la construcción de un parque que contará con seis molinos adicionales de 600kw cada uno en el sector del Parque Miguel Lillo. En paralelo al caso de Sea Energy, la firma dinamarquesa Vestas, líder en el negocio de la energía eólica a nivel global, inició tratativas en 2009 con representantes del municipio de Necochea y de la UPC Necochea para construir un ambicioso parque de aerogeneración en el área de Campo Cipriano de dicho partido (NuestroMar, 04/05/09). En 2011, luego de dos años de monitoreo de las propiedades de los vientos locales, inició las obras para el montaje de 7-10 molinos de la primera etapa, que alcanzarán unos 20Mw en pleno funcionamiento, pretendiendo elevar a 80Mw la capacidad total en la fase final (Petroquímica, 01/11/11).

En una iniciativa del capital público, la empresa Obras Sanitarias (OSSE) del Municipio de General Pueyrredón elaboró el proyecto de creación de dos granjas energéticas, basadas en el uso de recursos renovables, que tienen por objetivos alcanzar el autoabastecimiento eléctrico -lograría reducir los costos de compra de la electricidad, que en 2011 contabilizaron un consumo anual de 45Gwh- y mejorar la confiabilidad de la red de distribución del agua.¹⁵² En 2006, OSSE firmó un convenio de cooperación con la empresa nacional IMPSA Wind y, en 2007, comenzaron a realizarse mediciones de los vientos. La primera etapa del proyecto prevé la instalación de un parque eólico en la futura “Granja Energética Norte”, en terrenos de la empresa ubicados en el sector norte del partido de General Pueyrredón, sobre el frente costero. Dicho parque se integrará por cinco aerogeneradores de 2,1Mw, que conseguirán una potencia instalada total de 10,5Mw.

Para finalizar, del lado de las cooperativas también existen declaradas intenciones de incorporar energía eólica, ya sea sólo para inyectar energía en las redes de distribución (uso local) y liberar costos de adquisición o para comercializar los excedentes en el mercado.

Uno de estos proyectos eólicos pertenece a la Cooperativa de Pueblo Camet.¹⁵³ En la actualidad, la pequeña cooperativa compra a EDEA la energía que distribuye a sus usuarios. En el escenario de atraso relativo de las tarifas y de difícil ruptura del cautiverio al que se exponen los agentes marginales del sector eléctrico, la cooperativa comenzó a plantearse la posibilidad de optar por una estrategia de autogeneración que permita minimizar el grado de dependencia energética. Nació así la intención de construir un parque eólico que, en una primera etapa, estaría dotado de uno o dos aerogeneradores. La demanda de potencia en horas pico oscila entre los 2Mw y 3Mw, por lo que podría alcanzarse el autoabastecimiento total o parcial, dependiendo de la calidad del viento, con la instalación de un aerogenerador de una potencia aproximada a los 2Mw o con dos de 1/1,5Mw. Las casi 17.000has del área de concesión, que en su inmensa mayoría corresponden a zonas rurales y periurbanas del partido; el adecuado emplazamiento de los terrenos disponibles para el aprovechamiento de los vientos marítimos y la cercanía de un punto de conexión, que aligera los elevados costos de la inversión inicial en líneas de evacuación de la potencia generada, confieren condiciones de alta factibilidad técnica y económica. En la preselección de las tierras a afectar, el parque estaría ubicado en el sector este del área de concesión, es decir, el sector más próximo a la

¹⁵² Los datos del proyecto provienen de la exposición realizada por el Ing. Luis Mérida, responsable técnico de OSSE, en las jornadas de octubre y diciembre de 2011 que se mencionan más arriba y del documento publicado en el sitio de OSSE (OSMGP, 2011).

¹⁵³ Los datos del proyecto se extraen de la entrevista realizada al Ing. Eduardo Aquindo.

costa marítima. Para concretar las inversiones necesarias, la cooperativa ya ha iniciado las gestiones de solicitud de préstamos ante distintas entidades bancarias.

Otro emprendimiento en agenda corresponde a la CEVIGE.¹⁵⁴ Desde hace varios años, cuentan con un proyecto de instalación de aerogeneradores en el sector sur del partido de Villa Gesell, donde hay vientos de calidad y se dispone de un punto de conexión a distancia inferior a los 500mts. No hay determinación del tamaño previsto para el parque. Por ahora, el proyecto se encuentra estancado por problemas de financiamiento, pero, en las palabras del Ing. Lafrossia: “tarde o temprano se va a dar porque no queda otra salida, no se puede seguir dependiendo de los combustibles fósiles porque se están acabando” (com. pers.).

Los indicios reseñados parecen confirmar que la descentralización espacial del área de generación asociada a la diversificación de la matriz, la que haría uso de las fuentes de energía renovables de la costa atlántica, que daría forma a unas prácticas más sustentables de territorialización de la red eléctrica, todavía deberá esperar unos tiempos de, al menos, mediano plazo para ingresar a la realidad local del sistema eléctrico. Si este destino se corporiza; esto es, si la diversificación asume el aspecto de una transformación de escala; la espacialización de los nuevos territorios de los agentes particulares estará predeterminada por la manipulación de las propiedades técnicas y económicas de las energías renovables de baja intensidad. Ello significa que se ocuparán grandes porciones de superficie para destinar al uso energético del suelo, teniendo en cuenta la reserva de suelo para futuras expansiones. En el caso del montaje de las granjas eólicas, se asistirá a un cambio paisajístico novedoso, que, además de cumplir con su función técnica intrínseca, bien podría concebirse como un atractivo turístico complementario y en perfecta armonía con la oferta de recursos visuales de los lugares de la microrregión.

¹⁵⁴ Los datos del proyecto se extraen de la entrevista realizada al Ing. Alfonso Lafrossia.

Conclusiones

A lo largo de los cinco capítulos que componen la tesis, hemos abordado el tema de la crisis energética desde distintos ángulos y niveles de análisis. En concreto, se estudió la gestación y la evolución de la crisis que padece el sistema eléctrico argentino en el período de la Posconvertibilidad (2002-...), a la luz de las grandes transformaciones que caracterizan a la era energética contemporánea, con especial referencia a las manifestaciones locales que origina tal padecimiento en la costa atlántica de la provincia de Buenos Aires. En ese sentido, asumimos una metodología de sistemas complejos que intenta reconocer en la parcela de la realidad abordada las múltiples determinaciones de procesos de distinto orden en constante interacción y de elementos heterogéneos e interdefinibles, cada uno de los cuales presenta, a su vez, lógicas particulares de funcionamiento y desarrollo.

La perspectiva de los grandes sistemas técnicos brinda un marco apropiado para los propósitos de aprehensión de la totalidad organizada objeto de estudio y de inteligibilidad de la articulación de argumentos sobre la formación y el desenvolvimiento de las situaciones de crisis energética. Creemos que las miradas interdisciplinares, tal como propone el campo de los estudios socio-técnicos, son absolutamente necesarias si queremos apuntar a un cabal entendimiento de la complejidad de la problemática energética integral del mundo de hoy. No obstante, dado que por razones prácticas toda investigación se acota a ciertos objetivos, varios aspectos de la realidad que se desea inspeccionar -incluso, algunos de primera índole- sólo pueden ser incorporados de un modo tangencial. En nuestra investigación, la dimensión ecológica, de relevancia superlativa para los actuales patrones de desarrollo eléctrico, marcó una frontera prácticamente no traspasada y apenas enunciada como tal.

En cuanto al tema prioritario de la formación de la crisis, concebimos a ésta como un hecho de naturaleza económica que se define a través de la bidimensionalidad de la escasez: la subjetiva y la objetiva. El marco teórico propuesto es una combinación de las perspectivas prefijadas en la formulación de las hipótesis y que obedece a las líneas de fuerza que a cada momento imponen los procesos en juego: la acumulación del capital sectorial, las reglas del modo de desarrollo nacional (incluidas en éstas las pautas específicas del modelo de gestión energética), las dificultades inherentes al desarrollo de infraestructuras en gran escala, los factores limitativos de la sostenibilidad y, con especial interés, las constricciones emergentes de la producción social del espacio-red para el desarrollo eléctrico localizado.

En el entendimiento de la crisis energética, de acuerdo con los objetivos y preguntas de investigación, a lo largo del documento se conjugan los procesos 'económicos puros' y la pretensión de indagación de la *geograficidad* interna a los procesos y relaciones formativos de la crisis. Según nuestra posición epistemológica, la búsqueda de respuestas geográficas a preguntas genéricas de las ciencias sociales debe proceder de la recomposición dialéctica de la realidad históricamente determinada, interpretando la relación *sociedad-espacio* a través de la *práctica humana* como categoría fundamental de la restitución. Es así, entonces, que el análisis de relaciones entre variables económicas de la energía es completado por un análisis de la espacialidad de dichas relaciones, sobre todo, de las que revelan el *momento activo* del

espacio producido y, por ende, representan factores (geográficos) explicativos de la génesis de la crisis eléctrica. Este sentido teórico y metodológico es el que le da la nota definitoria a la Geografía de la Energía que ensayamos en esta tesis. A continuación, concluiremos sobre los principales puntos trabajados, orientados por la verificación de las hipótesis formuladas.

1. Crisis de acumulación sectorial y escasez subjetiva de oferta eléctrica en la Posconvertibilidad

En 1992, Argentina reestructuró su sector eléctrico siguiendo las líneas políticas de la liberalización de los mercados y de la apertura al capital privado, que asomaban con fuerza en el contexto de globalización. La reforma eléctrica fue un proceso particular enmarcado en un proyecto político de transformación radical que abarcó toda la estructura administrativa y empresarial del estado argentino. Entre los rasgos del modelo de gestión implantado por la reforma, destacan la elevada participación del capital privado en las actividades del sector y el desmedido retiro del estado de las funciones de control, regulación y planificación, lo que llevó a relegar la toma de decisiones fundamentales sobre el desarrollo del sistema eléctrico en la intencionalidad de los agentes participantes y en las propiedades de autorregulación emergentes del propio mercado competitivo. La estabilidad económica, la seguridad jurídica, el acceso al crédito a tasas bajas, la paridad cambiaria, los mecanismos de transferencia del capital y la debilidad de las instituciones regulatorias ante el comportamiento rentístico de la trama de las concesionarias, entre los principales aspectos del modo de desarrollo de la era de la Convertibilidad, crearon una situación de privilegio y riesgo nulo para los inversores del sector eléctrico. Además, la fuerte fragmentación de las empresas públicas y la autorización de privatización total, permitieron a los grupos económicos inversores tomar posesión de las unidades de negocio más estratégicas y marginar las menos rentables. De este modo, pese a las expectativas de crecimiento compacto, terminó estimulándose el desarrollo desigual de la red eléctrica.

Durante los primeros años de vigencia del modelo de gestión privada en su “estado puro” (1992-2001), creció la oferta de generación, disminuyeron precios y tarifas, mejoró la calidad del servicio y fue modernizada una parte sustancial de la dotación tecnológica. En la segunda mitad de los noventa, pasado el furor inicial de la reforma, comienzan a detectarse síntomas de insuficiente inversión y las limitaciones de la competencia. En consecuencia, se frenó la tendencia de las mejorías generales o, incluso, empezaron a sufrirse deterioros en aspectos tales como la calidad del servicio y la transferencia de logros en productividad a los usuarios. Además, los mecanismos de incentivo para la ampliación de la red de transporte resultaron sumamente ineficaces. La recesión de 1998-2001, preludio del *crack* del régimen de la Convertibilidad, selló el detenimiento del desarrollo eléctrico.

Finalmente, la reorganización de las condiciones para una nueva fase de acumulación que siguió al desmantelamiento del régimen convertible a partir del año 2002, instauró una nueva ruta económica que deshizo el goce de privilegios para los controlantes de compañías privatizadas-privadas y alineó las pautas de desarrollo y funcionamiento del sector eléctrico a los objetivos del proyecto político nacional que se definía luego de la fase de transición de 2002-2003. Un nuevo cambio estructural, precedido por el estallido de la crisis económica más devastadora en la historia del país, impulsaba un estado de crisis en el sector eléctrico, es decir, una interrupción brusca en el proceso de acumulación sectorial derivado de la caída de la tasa de la ganancia que, debido a la subsecuente descapitalización incurrida, traería a

la postre impactos negativos sobre la realización del suministro, que debe alimentar a una demanda creciente de energía. Sin embargo, es preciso remarcar que la crisis eléctrica no debe ser definida unívocamente por medio de la ocurrencia de desequilibrios del suministro ni debe considerarse que la satisfacción de la demanda al corriente por aumento de la oferta quita al sistema de la situación estructural de la crisis o es el efecto del desarrollo sostenible y equilibrado del sector.

Entre las principales características del régimen de acumulación que tuvieron efecto inmediato sobre la contracción de la actividad económica de las empresas eléctricas figuran: la devaluación monetaria, la pesificación asimétrica de las deudas contraídas en dólares, el control de precios del mercado y el congelamiento tarifario, la prohibición de indexación de precios y la disposición de renegociación contractual. Como reacción general al cambio de reglas del juego, los agentes perjudicados conflictuaron y efectuaron demandas contra el estado nacional con el fin de proteger sus inversiones en el país y corregir los desequilibrios financieros. Al comienzo, el conflicto adoptó una forma intransigente, pero las exigencias de revisión de cuentas fueron canalizadas más armoniosamente a través de ajustes graduales de los precios en ruedas de negociación y de adecuación de cláusulas contractuales. En el foco del asunto subyace el interés de los agentes del mercado por recomponer la vulnerada tasa de la ganancia, una misión que no conseguirá devolver los niveles de beneficios de la anterior década, pero que, en medio de las tensiones irresueltas y de sucesivas coyunturas políticas, minimizará los impactos de la desinversión en el sector y abrirá oportunidades de negocios por fuera de los medios del arreglo institucional del modelo de gestión privada.

Si bien algunas variables económicas y energéticas mantienen tendencias generales a lo largo de todo el período, es posible identificar dos etapas cualitativamente diferenciadas de la crisis, que le dan su apariencia histórica concreta en términos del desarrollo eléctrico a medida que las contradicciones específicas se agudizan, son superadas y reeditan tensiones entre actores del sistema. La primera etapa comprende desde el inicio de la crisis, en 2002, hasta aproximadamente el bienio 2007-2008 y representa el estancamiento del crecimiento y la emergencia latente. Sus rasgos salientes son: la paralización de la oferta de generación, el aprovechamiento de la capacidad excedentaria del parque de generación originado por la sobreinversión de los noventa, la sobreexigencia de instalaciones y la caída de la potencia disponible, la reducción de las exportaciones de energía, el uso de los combustibles líquidos en centrales térmicas como alternativa al gas, la aplicación del PUREE, el ingreso en servicio de las primeras líneas del Plan Federal de Transporte y el racionamiento de la electricidad en industrias. En esta etapa, también se redefine el modelo de gestión mediante la intervención del poder público (sanción de precios y tarifas, renegociación de contratos, implementación de subsidios, etc.) que retoma el rol planificador como una función obligada de subsanación de desequilibrios, sobre todo, en relación a la herencia recibida por el atraso relativo de la red de transporte. Asimismo, son los años de creación de ENARSA como instrumentos de la gestión de todo el sistema energético argentino.

La segunda etapa inicia en 2007-2008, continuando abierta en la actualidad, y pone de manifiesto la emergencia real del abastecimiento eléctrico y las resoluciones practicadas para superar el estancamiento y proporcionar los requerimientos energéticos exigidos por el crecimiento económico proyectado. Entre los hechos destacados de la etapa: el crecimiento tardío de la generación, apoyado en una batería de acciones de distinto calibre (finalización de centrales, construcción de nuevas centrales por medio de planes de asociación público-privado, inversión privada directa, repotenciación de centrales, generación distribuida, etc.); la dependencia creciente de la electricidad importada; la profundización de la dependencia

de hidrocarburos y de la importación endémica de los combustibles fósiles; la expansión y el cambio morfológico de la red de transporte; los ajustes tarifarios esporádicos; la alteración de la política de universalización en el acceso al servicio basada en el traslado socialmente homogéneo de los beneficios percibidos en la tarifa real por una política redistributiva que elimina la subvención al consumo de una franja de usuarios con alto poder adquisitivo y la preserva en amplias capas de las clases media y baja; el deterioro de la calidad del servicio; la reiteración de episodios graves de corte del suministro y la diversificación de medidas de ahorro energético, aunque con una baja incidencia en el control de la demanda, y la puja por la institucionalización de variados mecanismos de transferencia de valor desde el subsistema de la demanda hacia el subsistema de la oferta. Sin embargo, luego de un tiempo, también pareciera cumplirse la regla de “acostumbramiento a lo que es normal” que describe Sweezy en referencia al comportamiento empresarial de largo plazo de acuerdo a la tasa de ganancia media cuando agentes del mercado competitivo se hallan inmerso en situaciones duraderas de crisis.

Esta segunda fase, sobre todo, expresa la agudización de contradicciones específicas del desarrollo eléctrico: (i) separación entre costos crecientes de producción que se reflejan en el precio monómico e ingresos percibidos vía tarifa, que reducen su valor real de manera continua; (ii) dependencia de una voraz política de subsidios a la generación, que provoca un severo desequilibrio fiscal; (iii) dependencia creciente de combustibles fósiles importados, debido a la producción nacional decreciente del gas natural; (iv) falta de financiamiento para la construcción de infraestructura básica, sobre todo, la requerida para diversificar fuentes de la matriz eléctrica; (v) formas de elevación de la oferta eléctrica condicionadas por plazos restringidos de la demanda; (vi) política de fomento al mercado interno opuesta a la política de control del consumo energético; (vii) mayor riesgo de impacto de costos en el salario real y en el traslado a la estructura de precios relativos de la economía a medida que se posterga el gradual ajuste de tarifas y precios de la energía en un contexto inflacionario, entre otras. Las variaciones de precios de los insumos importados, la devaluación continua del peso, la disminución de las reservas federales en dólares y los arreglos a favor de las privatizadas a raíz de los litigios entablados contra el estado nacional en el marco del CIADI, son factores que suman complicaciones al delicado escenario en el que se desenvuelve la gestión de la crisis eléctrica. El entrelazamiento de las contradicciones específicas, que reflejan formas de gestión de la (des)proporcionalidad entre los subsistemas de la oferta y de la demanda, en función del estado de correlación de fuerzas sociales que moldean la construcción siempre inacabada del modo de desarrollo nacional, es el eje explicativo del proceso de desarrollo trunco que sigue el sector eléctrico.

En fin, la escasez subjetiva de la oferta eléctrica, en distintos niveles de insatisfacción y de riesgo de desabastecimiento, es el resultado directo de la crisis que sufre el sector al quedar enredado en una contradicción estructural que se origina en el tránsito de un modo de desarrollo (Convertibilidad) al siguiente (Posconvertibilidad). De ahí la importancia de ver la trayectoria de reformas de liberalización y privatización de la década del noventa como un momento de incubación de la crisis sectorial, dado que existe una asociación directa entre la fuerte penetración del capital privado y la libertad de actuación cortoplacista que aseguró el montaje político-institucional de la Convertibilidad, en un polo, y la obstrucción al desarrollo y a las nuevas inversiones que supone, al menos por el tiempo que duran las tensiones y las incertezas, el cambio de reglas del modelo de gestión energética sobre esa masa consolidada de agentes privados que pugnan por reestablecer el flujo de capital, en el otro. Lo antedicho pretende aseverar que, por un lado, el correcto funcionamiento de los mercados eléctricos

liberalizados claramente depende de unas propiedades del entorno económico, financiero y político: estabilidad, certeza, reglas claras, rentabilidad justa y razonable, seguridad jurídica, definición de precios por mecanismos de mercado, regulación y control eficaces, etc. Pero, no es menos cierto que el desmantelamiento de las bases estructurales de la Convertibilidad más que “oscurecer el entorno operativo competitivo de las empresas eléctricas”, asestó un golpe duro sobre la excesiva libertad de acción que disfrutaron los responsables directos de proveer un servicio esencial para la población y el desarrollo de las actividades económicas.

2. Insostenibilidad energética: escasez objetiva, fosilización e ineficiencia en el uso de los recursos

Además de las dificultades asociadas a la renovación del régimen de acumulación, la gravedad de la crisis eléctrica argentina está signada por la insostenibilidad del sistema, que se comprueba en la perturbación de dos relaciones funcionales cruciales.

La primera, desde finales de la década del noventa, la estructura productiva nacional comienza a emitir señales de escasez objetiva de hidrocarburos convencionales, requeridos como fuente de energía para el altamente dependiente suministro primario argentino, pero también como fuente de divisas para la composición del presupuesto público. En paralelo, el sector eléctrico profundiza su dependencia de los combustibles fósiles. Los nuevos agentes de la generación que ingresan al mercado eléctrico luego de la reforma, instalan usinas de generación térmica, aprovechando las ventajas del bajo precio de comercialización del gas y de las tecnologías de producción eléctrica más eficientes y competitivas. Luego de la parálisis de la primera etapa de la crisis, el crecimiento de la oferta de generación va de la mano de la instalación de equipos de termoelectricidad, consumidores de gas natural y de combustibles líquidos derivados del petróleo. La urgencia de abastecimiento en los contraídos tiempos de la crisis conlleva el montaje de equipos térmicos debido a razones de previsibilidad, costos y maniobrabilidad. Visto del lado contrario, son estas mismas razones las que explican por qué las energías renovables no convencionales reciben insuficientes impulsos y se mantienen en una proporción marginal del suministro. Por lo tanto, la crisis sectorial afirma un proceso de profundización de la dependencia de los hidrocarburos en la matriz eléctrica cuyo origen se remonta a las pautas de desarrollo establecidas con las reformas estructurales.

Revisando las trayectorias del panorama internacional, la transición energética del sector eléctrico argentino representa uno de los casos peculiares de “fosilización”, esto es, una matriz eléctrica que a mediados de los ochentas se había diversificado, gracias a una alta penetración de la hidroelectricidad y, en menor medida, al temprano desarrollo nuclear del país, para doblar luego el rumbo de las cosas y aumentar la participación de los combustibles fósiles escasos. Si la diversificación de la matriz representa una estrategia de fortalecimiento y sostenibilidad, la tendencia hacia la monoproducción o la alta dependencia de los recursos fósiles constituye, en cambio, un signo de vulnerabilidad y una necesidad de efectuar cada vez más y mayores inversiones de riesgo. Si agregamos que el suministro de los combustibles fósiles en el sector eléctrico depende de las importaciones en una porción cada vez mayor, la vulnerabilidad aumenta por la exposición a la volatilidad de los precios internacionales y de los flujos comerciales. Este particular modo de asunción de la transición energética agudiza los efectos críticos en la reproductibilidad de relaciones del sistema eléctrico.

La segunda relación problemática definitoria de la insostenibilidad está representada por los bajos niveles de eficiencia que se constatan en el uso de la energía, lo que involucra a

todas las cadenas del sistema energético argentino y que acelera el ritmo del gasto de los preciados recursos fósiles. La intensidad energética aumentó significativamente en la década de 1990 y experimenta disminuciones luego de 2002, aunque preserva valores elevados que atentan contra la sostenibilidad del sistema. En el sistema eléctrico, las rebajas conseguidas indicarían que todavía no se alcanzan los niveles de eficiencia energética de la primera mitad de la década de 1990. Por lo tanto, el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica posee un componente relevante de derroche de los recursos energéticos. Aunque la aplicación de políticas de eficiencia energética en el plano internacional data de la década de 1970, y hoy muestra avances notorios en varios países, la reciente experiencia argentina todavía no llega a producir los resultados esperados, máxime cuando la emergencia exigiría el cumplimiento de unas metas significativas.

Escasez objetiva de hidrocarburos, dependencia externa de esos combustibles fósiles e ineficiencia en el uso de la energía son aristas de un mismo cuadro de bajo rendimiento en la producción de las unidades del PBI necesarias para solventar inversiones de adecuación de la matriz eléctrica a los parámetros de la sostenibilidad. Incluso, la erosión continua del piso del financiamiento también conspira con las inversiones en infraestructura y equipamiento de carácter tradicional. El conjunto de fenómenos y contradicciones de la escasez subjetiva y la escasez objetiva se realimentan positivamente generando un círculo vicioso del que salir pareciera cada vez más difícil.

3. Desarrollo desigual de la red eléctrica y articulación geoeconómica crítica en la costa atlántica bonaerense

La relación entre modo de desarrollo y sistema eléctrico -es decir, un plano analítico que condensa prioritariamente en el orden nacional- es el marco de referencia ineludible para la explicación de las problemáticas locales que depara la crisis energética. En efecto, la naturaleza de los grandes sistemas técnicos (subordinación funcional, control centralizado, compatibilidad técnica, reticulación, gran extensión espacio-temporal, etc.) predetermina la necesidad de realizar abordajes 'desde arriba' para analizar prácticamente cualquier aspecto de su existencia. De hecho, esta es la modalidad que tradicionalmente ha imperado en la investigación del desarrollo eléctrico, tanto dentro como fuera de la Geografía de la Energía.

La priorización de escalas de un tamaño relativamente reducido ofrece la posibilidad de visibilizar aristas y conexiones entre componentes que difícilmente puedan percibirse en las escalas nacional o supranacional y que, sin embargo, informan sobre hechos que ayudan a describir, explicar y comprender el modo de convergencia de los procesos intervinientes en la formación y transformación de la crisis del sistema eléctrico. A nuestro modo de ver, el sentido geográfico primordial de esta opción metodológica no estriba tanto en permitir un análisis más exhaustivo y preciso de las múltiples determinaciones que explican la situación local de la crisis, lo que ya es en sí una virtud estimable, como en la posibilidad de devolver relecturas de la totalidad organizada a través de la interpretación de su particular concreción local, esto es, de la totalidad parcial.

Al observar la crisis eléctrica como totalidad particularmente realizada en lo local, es menester asimilar las formas y los contenidos específicos que le atribuyen las coordenadas de complejidad de la costa atlántica. La crisis no puede cristalizar de una forma homogénea en cada parcelación del espacio porque no puede evadirse del torcimiento de fuerzas -más o menos influyentes- que le inflige la realidad geográfica diferenciada. Si estas proposiciones

son aceptadas, se aceptaría por añadidura que las explicaciones genéticas de la crisis, que fundamentalmente versan sobre perspectivas encapsuladas en la ciencia económica pura, deberían abrirse a las consideraciones que emanan del enfoque geográfico para adquirir un conocimiento más completo del objeto o, al menos, que ciertas visiones de la espacialidad socialmente producida representan un justificado y valioso complemento de las tradiciones de pensamiento desespacializado. En este reclamo no hay ninguna sorpresa, pero mientras las últimas continúen dominando nuestra comprensión del mundo, será imperativo seguir alimentando el pedido de reconocimiento.

El interés en el caso de la costa atlántica bonaerense sobresale, básicamente, por dos razones. En primer término, las complicaciones intrínsecas al singular comportamiento de la curva de carga de la energía (mercado de consumo considerable y estacionalidad marcada), constituyen un factor contribuyente de alta significación para la gestión de la problemática local del abastecimiento eléctrico (al igual que en la prestación de otros servicios básicos de infraestructura), que existía antes de la crisis del sector y que, por razones de inercia espacial y desvalorización del capital fijo inmovilizado, seguirá existiendo una vez que dicha crisis se acabe. El origen del comportamiento energético se halla en la territorialización dominante de la región, derivada de la profundización de la división territorial del trabajo nacional, que consagró a la costa atlántica como el núcleo más importante del desarrollo turístico del país. La ciudad de Mar del Plata, el asentamiento turístico tradicional por excelencia, creció hasta convertirse en un centro multifuncional regional con una estructura productiva diversificada, aunque conserva el liderazgo como destino del turismo interno. Las localidades balnearias de la costa norte son espacios monoprodutivos que funcionan como un eje de urbanización continua consolidado como segundo polo atractor de la afluencia turística. Lo importante es que las condiciones inherentes a la técnica de las redes eléctricas y la construcción histórica de la red local, requieren concebirla como una unidad funcional. De este modo, el grado y el estilo de la urbanización-territorialización microrregional definen una particular demanda de servicios básicos cuya satisfacción plena y constante (es decir, en la cantidad requerida y en los estándares de calidad establecidos) obliga a disponer de una alta capacidad ociosa que, debido al nivel de inmovilización de capital que ello implica, ningún actor económicamente racional soportaría y que el poder estatal, como responsable último, aún no decide sujetar al régimen de desvalorización del capital público.

Esta encrucijada ha sido calificada y descrita como una «articulación geoeconómica crítica» entre el sector eléctrico y el multivariado sector turístico (concebido este último en un sentido amplio). Si la adecuación orgánica a la dinámica energética del territorio regional requiere una ampliación de la capacidad de generación y de transmisión que comprometería unas sumas significativas de capital improductivo e insumiría unos tiempos extensos de obra hasta la definitiva entrada en servicio, camino que pareciera haberse bloqueado por efectos del desequilibrio fiscal y la necesidad de contar con recursos financieros para solventar en lo inmediato los requerimientos de energía (importación de combustible, subsidios, equipos de generación térmica móviles, etc.), no queda más alternativa a la gestión que acompañar el crecimiento mínimo indispensable del sector para que logre responder a la evolución de los picos de demanda actual. Queremos decir: sin reserva de potencia ni margen de maniobra ante eventos de falla, sobreutilizando el equipamiento y buscando vencer la tasa de retorno del capital infraestructural a través de la divisibilidad que admite el segmento de generación (usinas de baja potencia). Esta estrategia mitigadora, que está fuertemente condicionada por la necesidad del abastecimiento inmediato, igualmente implica una desvalorización del capital público que, además, resulta inequitativa, insostenible e ineficiente. Esta paradoja de

conservación de la crisis por presuntos métodos anticrisis, pone al descubierto los estrechos umbrales que en algunos territorios locales presenta la gestión del desarrollo eléctrico de la Posconvertibilidad.

El segundo valor que posee el caso de estudio de la costa atlántica es su capacidad de amplificación de tendencias antagónicas impulsadas por la lógica de desarrollo capitalista del sector eléctrico, más o menos promovidas o contenidas por el modelo de gestión de cada etapa. Ello, naturalmente, se replica en la profundidad de las perturbaciones y efectos de la reproducción de las relaciones del sistema, de forma que la conflictividad enquistada actúa como un motor que multiplica creativamente las tensiones latentes y emergentes. A decir verdad, el “medio local” fue reducido a la consideración del desarrollo urbano-turístico, que -como señalamos- marca el pulso de los procesos de producción espacial de la microrregión. Luego, el descenso hacia los niveles de realidad menos abstractos, lo efectuamos a través del análisis de las prácticas de territorialización de la red. En esta instancia, se trató de una selección de prácticas territoriales no exhaustiva que, a la vez que informa sobre aspectos de la trama de vida social de la red eléctrica local, pretende mostrar un modo de abordaje para la actualización de la Geografía de la energía anclado en elementos del bagaje metodológico y conceptual que la ciencia geográfica ha venido elaborando en las últimas décadas.

Se ha declarado que el modelo de gestión privada intensificó efectos del desarrollo geográfico desigual de la red eléctrica, con una clara tendencia a la concentración espacial de las inversiones en capital fijo inmovilizado de los segmentos de generación y transporte, mientras que el modelo de gestión de la crisis activa mecanismos para resolver déficits de infraestructura en ciertos puntos y secciones de la red que evidencian retrasos y/o riesgos de desabastecimiento. Sin embargo, la acentuación de la posición relativa marginal en la red eléctrica argentina que en términos de capitalización sufre la costa atlántica en la década de 1990 y la reafirmación de ese carácter geoeconómico por las limitaciones autoimpuestas por el estado de crisis, impiden la localización de inversiones a gran escala y predeterminan una estrategia de gestión basada en paliativos y en la mitigación de impactos perjudiciales.

La amplificación de las tendencias del desarrollo eléctrico local y de los impactos de la crisis se observa, por ejemplo: en la selectividad territorial de la avanzada del capital privado de los noventa, que adquirió unos activos estratégicos (distribución y transporte) y marginó otros (generación); en el perdurable retraso relativo de la expansión de infraestructuras del suministro eléctrico, que ha requerido una presencia indispensable de las acciones paliativas de la generación distribuida; en la dependencia casi exclusiva de la generación térmica, con una alta participación de combustibles líquidos importados, más caros y de inferior calidad que el gas natural, o en la implementación de mecanismos institucionales de transferencia de recursos desde los usuarios a las empresas del sector para garantizar la continuidad del servicio. En un nivel más bien genérico, hemos encuadrado esta acentuación de los diversos aspectos problemáticos de la realidad local en la óptica del desarrollo geográfico desigual de las redes.

El asunto crucial en el tratamiento del problema es que los procesos reales de diverso orden se interrelacionan y redefinen dialécticamente y producen una manifestación unitaria del conjunto de las relaciones estructurales, de modo que la criticidad preexistente es una fuerza que modela la crisis, así como ésta impacta regenerando las desventajas de aquella. El hecho de aislar estas capas de análisis de la realidad sólo supone un recurso metodológico de aproximación a los aspectos de la problemática. No hay, por ello, “criticidad + crisis”, sino “criticidad ↔ crisis”.

Las condiciones geoeconómicas locales de criticidad y la amplificación de tendencias están erigiendo una reconfiguración de la red eléctrica que combina elementos del modelo asociado a la transición energética contemporánea (descentralización espacial, hibridación, densificación, autogeneración, etc.) con el determinante cambio regresivo de profundización de la dependencia hidrocarburífera, que la expone a un alto grado de vulnerabilidad y riesgo. Pero, llamativamente, la persistencia de los problemas generales del abastecimiento de la electricidad también insinúa unos principios de superación por la vía de la transición hacia la utilización de recursos energéticos renovables no convencionales, tal como se desprende de la exploración de proyectos locales. Es decir que allí donde las contradicciones estructurales exhiben una criticidad que vuelve insostenible la reproducción de las relaciones funcionales, “laten” circunstancias proclives al cambio energético.

Es importante aclarar una cuestión al respecto. Los proyectos emergentes locales no son indicios de valoración y funcionalización energética del espacio geográfico por parte de organismos de planificación central, sino que pertenecen a la iniciativa descentralizadora de actores locales del sector eléctrico. Esta vuelta al desarrollo endógeno que caracterizó el nacimiento de los servicios eléctricos en áreas del interior nacional, redirigida técnicamente hacia el uso de fuentes de energía alternativas, es una tendencia cuya internalización en la red local debería concentrar esfuerzos de fomento y desarrollo.

Como sea, la eficacia de los sistemas eléctricos se vuelve hoy más dependiente de la ordenación integral del territorio. Al margen de los pronósticos, sí nos es lícito aseverar que los proyectos (y las incipientes realizaciones) de la diversificación de la matriz eléctrica son un subproducto de la crisis local del sector y que, en relación a las atribuciones de contenido político de las acciones planeadas -entre ellas, las prácticas territoriales-, participa de forma activa de las tensiones del desarrollo eléctrico.

Al cabo de más de una década de haber irrumpido la crisis eléctrica en Argentina, las acciones de la gestión, repartidas entre la predominancia de respuestas de corto plazo y la paulatina concreción de soluciones de largo plazo, no logran disipar las permanentes señales de emergencia en el abastecimiento de energía de todo el país, que ha vivido instantes más o menos críticos de acuerdo a la coyuntura. La pervivencia del régimen de acumulación es el factor decisivo en la construcción del vigente modelo de gestión energética. Sin embargo, hay brechas crecientes en las cuentas públicas, en el comercio exterior, en la proyección de desequilibrios de oferta-demanda de recursos energéticos fósiles, en la estructura de precios relativos de la economía, para enumerar las más importantes, que tienden a desestabilizar la reproducción del modo de desarrollo. Unos desequilibrios han sido originados por las pautas de desarrollo de la Posconvertibilidad; otros, en cambio, poseen una génesis anterior pero han encontrado en dicho contexto las condiciones históricas para emerger a la superficie. Y todos juntos conforman la apariencia concreta de la crisis eléctrica.

Al finalizar esta investigación, muchos interrogantes sobre sostenibilidad energética, desarrollo de infraestructura básica, relaciones de servicio, gestión de espacios críticos, etc., que constituyen los delicados desequilibrios dinámicos que ha venido transitando el sistema eléctrico argentino, quedan abiertos. La búsqueda de respuestas a esas nuevas preguntas es un llamador que motiva a continuar explorando las vicisitudes energéticas argentinas.

Bibliografía

- ADEERA (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina) (2008). *El éxito silencioso*. En: La Revista de ADEERA, Año 7, Nº 20, septiembre.
- Alasino, Carlos María (2011). *Inversión, impuestos y tarifas en el sector eléctrico argentino, 1990-2010*. Editorial Teseo, Buenos Aires.
- Álvarez Watkins y Sánchez Iñarejos (2005). *Planificación energética y desarrollo sostenible*. En: Revista Encuentros Multidisciplinares, Nº 19.
- Anlló, Guillermo; Kosacoff, Bernardo y Ramos, Adrián (2007). *Crisis, recuperación y nuevos dilemas. La economía argentina 2002-2007*. En: Kosacoff, Bernardo (ed.), Crisis, recuperación y nuevos dilemas. La economía argentina 2002-2007. CEPAL-Naciones Unidas, Santiago de Chile.
- Antón Clavé, Salvador y González Reverté, Francesc (2005). *Planificación Territorial del Turismo*. Editorial UOC, Barcelona.
- Arceo, Nicolás; Gonzáles, Mariana; Mendizábal, Nuria y Basualdo, Eduardo (2010). *La economía argentina de la posconvertibilidad en tiempos de crisis mundial*. Editorial Atuel, Buenos Aires.
- Arnera, Patricia y Nizovoy, Jorge (2007). *Transporte de energía eléctrica en Argentina: características, operación, tecnología*. Bienal Internacional de la Industria Eléctrica, Electrónica y Luminotécnica, Buenos Aires, URL: http://www.cadieel.org.ar/esp/biel-2007-congreso_expo.php
- Arnolds, Alfonso (1971). *Geografía política y económica de la República Argentina*, Editorial Kapelusz, Buenos Aires.
- Azpiazu, Daniel y Basualdo, Eduardo (2004). *Las privatizaciones en Argentina. Génesis, desarrollo y principales impactos estructurales*. FLACSO, Sede Argentina, Buenos Aires.
- Azpiazu, Daniel (2005a). *Las privatizadas (I). Ayer, hoy y mañana*. Capital Intelectual, Buenos Aires.
- Azpiazu, Daniel y Bonofiglio, Nicolás (2006). *Nuevos escenarios macroeconómicos y servicios públicos*. En: Realidad Económica 224.
- Azpiazu, Daniel; Bonofiglio, Nicolás y Nahón, Carolina (2008). *Agua y Energía: mapa de situación y problemáticas regulatorias de los servicios públicos en el interior del país*. FLACSO, Buenos Aires.
- Azpiazu, Daniel y Schorr, Martín (2001). *Desnaturalización de la regulación pública y ganancias extraordinarias*. En: Realidad Económica, núm. 184.
- Azpiazu, Daniel y Schorr, Martín (2003). *Crónica de una sumisión anunciada: Las renegociaciones con las empresas privatizadas bajo la Administración Duhalde*. Siglo XXI Editores, Buenos Aires.
- Azpiazu, Daniel y Schorr, Martín (2010). *Hecho en Argentina: industria y economía, 1976-2007*. Siglo XXI Editores, Buenos Aires.
- Bailey, Vicky (1997). *Experiencias comparadas de reestructuración y regulación del sector eléctrico*. En: ENRE (ed.), "Seminario Internacional sobre regulación y reestructuración del sector eléctrico". Ente Nacional Regulador de la Electricidad, Buenos Aires.
- Baran, Paul (1999). *Sobre la economía política del atraso*. En: El Trimestre Económico 32, Fondo de Cultura Economía, México.
- Basualdo, Eduardo (2002). *El proceso de privatización en Argentina: la renegociación con las empresas privatizadas: revisión contractual y supresión de privilegios y rentas extraordinarias*. FLACSO, Buenos Aires.

- Basualdo, Eduardo y Azpiazu, Daniel (2004). *Las privatizaciones en Argentina. Génesis, desarrollo y principales impactos estructurales*. FLACSO, Sede Argentina, Buenos Aires.
- Bayliss, Kate (2008). *Conclusiones extraídas de la crisis de energía eléctrica en Sudáfrica*. En: One Pager, Núm. 56.
- Becker Zuazua, Fernando (2003). *La generación y la distribución de energía eléctrica en Brasil*. En: ICE Brasil, núm. 810, octubre-noviembre.
- Beltramo, Dario y Soracco, Eduardo (2010). *Matriz energética nacional: energía eléctrica*. En: IV Jornadas regionales de ingeniería del NEA, 10 y 11 de junio, Corrientes, URL: <http://www.cpaim.com.ar/eventos%20realizados/MATRIZ%20ENERGETICA%20NACIONAL%20ings%20Soracco%20y%20Beltramo.pdf>
- Berg, Sanford (1996). Introducción a los fundamentos de la regulación por incentivos, URL: http://bear.warrington.ufl.edu/centers/purc/DOCS/papers/sp_08.pdf
- Bermúdez Acuña, Fernando (2002). *Generalidades del turismo. Módulo de formación*. Instituto Nacional de Aprendizaje, Núcleo de Turismo, San José-Costa Rica.
- Bernal, Federico y De Dicco, Ricardo (2013). *Resultados del Plan Energético 2004-2019*. En: Tiempo Argentino, nota del 2 de agosto.
- Bernal, Federico; De Dicco, Ricardo y Freda, José Francisco (2008). *Cien años de petróleo argentino. Descubrimiento, saqueo y perspectivas*. Capital Intelectual, Buenos Aires.
- Bertoncello, Rodolfo (1993). *Configuración socio-espacial de los balnearios del Partido de la costa (Provincia de Buenos Aires)*. Instituto de Geografía-FFyL-UBA, Buenos Aires.
- Bertoncello, Rodolfo (2006). *Turismo, territorio y sociedad. El "mapa turístico de la Argentina"*. En: Geraiges de Lemos, Amalia Inés; Arroyo, Mónica y Silveira, María Laura (eds.), América Latina: cidade, campo e turismo. CLACSO, San Pablo.
- Blanco, Alfredo Félix (2005). *Argentina, Petróleo y Energía. Consideraciones sobre una crisis que viene*. En: Observatorio de la Economía Latinoamericana, Nº 43, mayo.
- Blanco, Jorge (2007). *La geografía de las redes*. En: Fernández Caso, M.V. (coord.), Geografía y territorios en transformación. Nuevos temas para pensar la enseñanza. Noveduc-INDEGEO, Buenos Aires.
- Blanco, Jorge (2009). *Redes y Territorio: articulaciones y tensiones*. En: Shmite, S.M. (comp.), "La geografía ante la diversidad socio - espacial contemporánea.". Universidad Nacional de La Pampa, Santa Rosa.
- Bondorevsky, Diego; Petrecolla, Diego; Romero, Carlos y Ruzzier, Christian (2002). *Competencia por comparación en el sector de distribución eléctrica: el papel de la política de defensa de la competencia*. Buenos Aires: CEER-UADE, Buenos Aires.
- Bonofiglio, Nicolás y Nahón, Cecilia (2007). *La experiencia subnacional de servicios públicos en Argentina. Los casos de distribución de energía eléctrica y agua y saneamiento*. En: XII Congreso CLAD, Santo Domingo-República Dominicana, 30 de octubre al 2 de noviembre.
- Bordón, Marisa (2011). *El papel de las finanzas en la dinámica económica argentina entre 1976 y 2001*. En: Papeles de Europa, núm. 22.
- Borón, Atilio (2000). *Tras el búho de Minerva. Mercado contra democracia en el capitalismo de fin de siglo*. CLACSO, Buenos Aires.
- Bour, Enrique y Carman, Carlos (2004). *Cables sueltos. La transmisión eléctrica en la Provincia de Buenos Aires*, URL: http://ebour.com.ar/pdfs/AAEP_Transba.pdf
- Boyer, Robert (1989). *La teoría de la regulación: un análisis crítico*. Centro de Estudios e Investigaciones Laborales (CEIL-CONICET) y Editorial Hvmánitas, Buenos Aires.
- Boyer, Robert (2002). *La crisis argentina: un análisis desde la teoría de la regulación*. En: Realidad Económica, núm. 192.

- Bressand, Albert y Distler, Catherine (1986). *El mundo del mañana: redópolis*. Editorial Planeta, Barcelona.
- Bronstein, Víctor (2008). *La era del petróleo*. En: Encrucijadas#45, "Energía. Luz, calor, vida."
- Caldwell, Malcolm (1976). *Socialismo y medio ambiente*. Editorial Gustavo Gili, Barcelona.
- Cameron, Daniel (2003). *Plan Energético Nacional*. En: Boletín Energético, año 6, num. 12.
- Campbell, Colin y Laherrère, Jean (1998). *The end of cheap oil*. En: Scientific American, vol. 278, no. 3.
- Cárdenas, Gerónimo (2011). *Matriz energética argentina. Situación actual y posibilidades de diversificación*. En: Revista de la Bolsa de Comercio de Rosario, Agosto.
- Cardoso, Fernando Henrique y Faletto, Enzo (1969). *Dependencia y desarrollo en América Latina. Ensayo de interpretación sociológica*. Siglo XXI editores, Buenos Aires.
- Carruitero, Patricia Belén (2010). *Estacionalidad del turismo receptivo en Argentina*. En: Notas en Turismo y Economía, Año I, Nro. II.
- Castellani, Ana (2009). *Estado y grandes empresarios en la Argentina de la Posconvertibilidad*. En: Cuestiones de Sociología, no. 5-6.
- Castellani, Ana y Szkolnik, Mariano (2011). *'Devaluacionistas' y 'dolarizadores'. La construcción social de las alternativas propuestas por los sectores dominantes ante la crisis de la Convertibilidad. Argentina 1999-2001*. Documentos de Investigación Social del IDAES-UNSAM, Nº 18.
- Castells, Manuel (1976). *La cuestión urbana*. Editorial Siglo XXI, México.
- Castells, Manuel (2001). *La era de la información. Economía, sociedad y cultura. Vol. I: La sociedad red*. Siglo XXI editores, México.
- CCEIM-Conama (2011). *222 cuestiones sobre la energía*. Foro de la Industria Nuclear Española, Madrid. URL, http://62.43.237.121/222ener_1.pdf
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (1975). *América Latina y los problemas actuales de la energía*. Fondo de Cultura Económica, México.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2003). *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas*. Naciones Unidas, Santiago de Chile.
- Chisari, Omar y Rodríguez Pardina, Martín (1998). *Algunos determinantes de la inversión en sectores de infraestructura en la Argentina*. CEPAL y UADE, Buenos Aires.
- Collins (2013). *The Collins English Dictionary*, URL, <http://www.collinsdictionary.com/dictionary/english>
- Cont, Walter y Navajas, Fernando (2004). *La anatomía simple de la crisis energética en la Argentina*. Documento de Trabajo Nº 82. Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, Buenos Aires.
- Cunningham, Roberto (2003). *La energía, historia de sus fuentes y su transformación*. En: Petrotecnia, nro. de agosto.
- Dadón, José y Matteucci, Silvia (2006). *Caracterización de las grandes regiones costeras de la Argentina*. En: Isla, Federico Ignacio y Lasta, Carlos (eds.), Manual de Manejo Costero para la Provincia de Buenos Aires. EUEM, Mar del Plata.
- Debray, Régis (2007). *Transmitir más, comunicar menos*. En: A Parte Rei Revista de Filosofía, nro. 50.
- De Dico, Ricardo (2006a). *La crisis energética en Argentina y en el Mundo*. CLICeT, Buenos Aires.

- De Dicco, Ricardo (2006b). *Encrucijada del sector eléctrico en la perspectiva de 2024*. En: De Dicco, Ricardo; Lahoud, Gustavo y Bernal Federico, Dossier: la crisis energética argentina (Publicado por Le Monde Diplomatique, «el Dipló»). CLICeT, Buenos Aires.
- De Dicco, Ricardo (2008). *Energía Argentina: ¿hacia dónde nos llevan? Situación actual y perspectivas*. CLICeT, Buenos Aires.
- De Dicco, Ricardo (2011). *Inversiones en el sector eléctrico, 2003-2011*. CLICeT, Buenos Aires.
- de la Torre Fernández del Pozo, Alfonso y Palacios Súnico, Luis (2007). *222 cuestiones sobre la energía*. Foro de la Industria Nuclear Española, Madrid. URL: http://62.43.237.121/222ener_1.pdf
- Delfico, Alberto (2005). *El color del petróleo*. IBAPE, Buenos Aires.
- De Rus, Ginés; Campos, Javier y Nombela, Gustavo (2003). *Economía del transporte*. Antoni Bosch editor, Barcelona.
- Devoto, Alberto (1997). *Introducción*. En: ENRE (ed.), "Seminario Internacional sobre regulación y reestructuración del sector eléctrico". Ente Nacional Regulador de la Electricidad, Buenos Aires.
- Devoto, Alberto (1998). *Regulación y control del servicio de electricidad en Argentina*. En: Barrionuevo, Arthur y Lahera, Eugenio (eds.), ¿Qué hay de nuevo en las regulaciones? Telecomunicaciones, electricidad y agua en América Latina. EUDEBA-CLAD, Buenos Aires.
- Dias, Leila Christina (2005). *Os sentidos da rede: notas para discussão*. En: Leila Christina Dias y Leandro Lima da Silveira (ed.), Redes, Sociedades e Territórios. EDUNISC, Santa Cruz do Sul.
- Di Ciano, Marcelo (2012). *Subsidios del Estado en el Sector Energético*. Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", Buenos Aires, URL: http://www.iae.org.ar/obseco/Subs_DiCiano.pdf
- Di Cione, Vicente (2002a). *El desarrollo geográfico desigual, combinado y contradictorio y la dialéctica de los procesos de territorialización política*, URL: <http://www.vdc.geoamerica.org>
- Di Cione, Vicente (2002b). *Socialización, urbanización y geografía*. En: GeoBaires, Cuaderno de Geografía, URL: http://www.geobaires.geoamerica.org/apuntes/ap_urbanizacion.htm
- Di Filippo, Armando (2007). *La Escuela Latinoamericana del Desarrollo: tensiones epistemológicas de un movimiento fundacional*. En: Cinta Moebio 29.
- Di Lorenzo, Thomas (1996). *El mito del monopolio natural*. En: The Review of Austrian Economics, Vol. 9, Nº 2.
- Dozo, Servando y García Firbeda, Miguel (1972). *Tratado de Geografía Económica*. Ediciones Macchi, Buenos Aires.
- Dupuy, Gabriel (1997). *El urbanismo de las redes. Teoría y métodos*. Oikos-Tau, Barcelona.
- Energy Cities (2011). *Energetic Territories*. En: Energy Cities, No. 39.
- Energy Cities (2012). *The energy transition, an anti-crisis solution?* En: Energy Cities, No. 40.
- Fari, Simone (2006). *Palabras por la red. Análisis comparado de la historia de las telecomunicaciones en Italia y España*. Università di Bari/Universidad de Granada, Granada.
- Fernández, José Carlos (2003). *Experiencias internacionales en mercados eléctricos liberalizados*. En: Anales de mecánica y electricidad, Marzo-Abril.
- Fernández Durán, Ramón (1996). *La explosión del desorden. La metrópoli como espacio de la crisis global*. Editorial Fundamentos, Madrid.
- Fernández Durán, Ramón (2008). *El crepúsculo de la era trágica del petróleo. Pico del oro negro y colapso financiero (y ecológico) mundial*, URL: <http://www.rebelión.org/>

- Fernández Durán, Ramón (2011). *El Antropoceno. La expansión del capitalismo global choca con la biosfera*. Virus editorial, Barcelona.
- Freeman, David (1976). *Energía: la nueva era*. Ediciones Tres Tiempos, Buenos Aires.
- Furlan, Adriano (2010). *La reinención de la Geografía de la electricidad en el contexto de la transición energética contemporánea. Contribuciones a partir del caso de estudio de la costa atlántica bonaerense*. En: III Jornadas del Doctorado "Desafíos teóricos y compromiso social en la Argentina de hoy" de la Facultad de Humanidades y Ciencias de la Educación de la Universidad Nacional de La Plata, 29 y 30 de septiembre.
- Furlan, Adriano (2011). *El subdesarrollo del macrosistema eléctrico en la costa atlántica de la provincia de Buenos Aires*. En: Geograficando, Año 7, nro. 7.
- Furlan, Adriano (2014). *Presentación Dossier. Geografía de la circulación de la energía*. En: Revista Transporte y Territorio/11.
- Furlan, Adriano y Hernández, Facundo Martín (2011). *Costas en disputa: territorialidad y discurso territorial en escenarios turísticos bonaerenses a comienzos del siglo XXI*. En: Furlan, Adriano; Hernández, Facundo y Ordoqui, Javier (comps.), Turismo, ambiente y sociedad en nuestras costas. Universidad Nacional de Mar del Plata, Mar del Plata.
- Galaffasi, Guido (2004). *Argentina: Neoliberalismo, utilitarismo y crisis del Estado-nación capitalista*. En: Revista Herramienta, Nº 26.
- García, Domingo (1997). *Panorama de la energía*. En: Roccatagliata, Juan (ed.), Geografía Económica Argentina. Editorial El Ateneo, Buenos Aires.
- García, Rolando (2006). *Sistemas complejos. Conceptos, método y fundamentación epistemológica de la investigación interdisciplinaria*. Editorial Gedisa, Barcelona.
- García Delgado, Daniel (2007). *Crisis energética y desarrollo con inclusión social. Publicación institucional de FLACSO*, URL: http://www.flacso.org.ar/uploaded_files/Publicaciones/
- Garrison, Charles (1981). *The Energy Crisis: A Process of Social Definition*. En: Qualitative Sociology, Vol. 4(4).
- Gayo, Ricardo (2009). *Sistema Interconectado Nacional (SIN) en 500kV*. En: Petrotecnia, nro. de agosto.
- George, Pierre (1952). *Geografía de la energía*. Ediciones Omega S.A., Barcelona.
- George, Pierre (1980). *Panorama del mundo actual*. Ediciones Ariel, Barcelona.
- Gerchunoff, Pablo; Greco, Esteban y Bondorevsky, Diego (2003). *Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002*. ILPES-CEPAL, Santiago de Chile.
- Gottmann, Jean (1973). *The Significance of Territory*. The University Press of Virginia, Charlottesville.
- Gottmann, Jean (1976). *El método de análisis en geografía humana*. En: Randle, Patricio (ed.), Teoría de la Geografía (Primera Parte). Sociedad Argentina de Estudios Geográficos, Buenos Aires.
- Gras, Alain; Moricot, Caroline; Poirot-Delpech, Sophie-L y Scardigli, Victor (1990). *La notion de macro-système technique*. En: Culture Technique, Nº21, L'emprise de l'informatique.
- Gras, Alain (2001). *Phénoménologie des réseaux et anthropologie de la dépendance de l'homme moderne dans les macro-systèmes techniques*. En: Daniel Parrochia (dir.), Penser les réseaux. Champ Vallon, Seyssel.
- Grübler, Arnulf (2012). *Grand Designs: Historical Patterns and Future Scenarios of Energy Technological Change*. En: Historical Case Studies of Energy Technology Innovation. Cambridge University Press, Cambridge, URL:

http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/researchPrograms/TransitionstoNewTechnologies/CaseStudy_home.en.html

- Gutiérrez Bastida, José Manuel (2011). *Sus tenere. Sostenibilidad vs. Mercado y Tecnología*. Bubok Publishing, Madrid.
- Haesbaert, Rogério (2002). *Territorios Alternativos*. Contexto, São Paulo.
- Haesbaert, Rogério (2007). *Território e Multiterritorialidade: um debate*. En: GEOgraphia, Nº 17.
- Haesbaert, Rogério (2010). *O espaço como categoria e sua constelação de conceitos: uma abordagem didática*. [inédito]
- Haesbaert, Rogério (2011). *El mito de la desterritorialización. Del "fin de los territorios" a la multiterritorialidad*. Siglo XXI editores, México.
- Hagget, Peter (1977). *Geografía. Una síntesis moderna*. Ediciones Omega, Barcelona.
- Hall, Charles y Cleveland, Cutler (2005). *EROI: definition, history and future implications*. Conferencia dictada en ASPO-US, 10 de Noviembre, Denver.
- Harvey, David (1985). *Urbanismo y desigualdad social*. Siglo XXI editores, Madrid.
- Harvey, David (1990). *Los límites del capitalismo y la teoría marxista*. Fondo de Cultura Económica, México.
- Harvey, David (1994). *La construcción social del espacio y del tiempo: una teoría relacional*. En: Geographical Review of Japan, vol. 67 (Ser. B), nro. 2.
- Harvey, David (1998). *La condición de la posmodernidad. Investigación sobre los orígenes del cambio cultural*. Amorrortu editores, Buenos Aires.
- Harvey, David (2003). *Espacios de esperanza*. Ediciones Akal, Madrid.
- Harvey, David (2004). *El nuevo imperialismo*. Ediciones Akal, Madrid.
- Harvey, David (2006). *Spaces of Global Capitalism: towards a theory of uneven geographical development*. Verso, Edimburgo y Fairfield.
- Harvey, David (2007). *Espacios del capital. Hacia una geografía crítica*. Ediciones Akal, Madrid.
- Hermosilla, Karen (2013). *Modelo energético alemán puede implementarse en cinco años*. En: VeoVerde, 6 de febrero, URL: <http://www.veoverde.com/2013/02/experta-alemana-en-energias-renovables-en-chile-hay-un-problema-de-indecision-y-de-precios/>
- Hernández, Facundo (2011). *Conceptos y procesos para definir "asentamiento balneario del litoral marítimo" en un contexto de subdesarrollo*. En: Furlan, Adriano; Hernández, Facundo y Ordoqui, Javier (comps.), Turismo, ambiente y sociedad en nuestras costas. Universidad Nacional de Mar del Plata, Mar del Plata.
- Hernández Águila, Elena de la Paz (2006). *Estrategias de reestructuración productiva de los empresarios tapatíos de la industria del calzado*. Universidad de Guadalajara, Guadalajara.
- Hubbert, Marion King (1956). *Nuclear energy and the fossils fuels*. En: Drilling and Production Practice. American Petroleum Institute, Houston.
- Hughes, Thomas (1983). *Networks of power. Electrification in Western Society, 1880-1930*. The Johns Hopkins University Press, London.
- Hughes, Thomas (1987). *The Evolution of Large Technological Systems*. En: Bijker, Wiebe; Hughes, Thomas y Trevor Pinch (ed.), The social construction of technological systems. New directions in the Sociology and History of technology. The MIT Press, Cambridge.
- Hughes, Thomas (2008). *La evolución de los grandes sistemas tecnológicos*. En: Thomas, Hernán y Buch, Alfonso (coord.), Actos, actores y artefactos. Sociología de la tecnología. Universidad Nacional de Quilmes, Bernal.

- IAE (2001). *1º Foro de análisis sobre la crisis eléctrica de California - Estados Unidos*. Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", Buenos Aires.
- IEA (2009). *Cities, Towns & Renewable Energy. Yes In My Front Yard*. International Energy Agency, Paris.
- Iglesias Furfaro, Hernán (2012). Eficiencia energética. Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía -PRONUREE-. Ciudad de Buenos Aires, 28 de marzo, URL: http://www.fiel.org/publicaciones/SyC/SEMINARS_1334067949906.pdf
- Jevons, William Stanley (2009). *The Coal Question. An inquiry concerning the progress of the Nation and the probable exhaustion of our coal-mines*. Creative Commons.
- Jiménez Domínguez, Rolando y Navarro Chávez, José (2007). *La reforma del sector eléctrico mexicano y el modelo británico: ideas para un debate*. En: Mundo Siglo XXI, núm. 10.
- Joerges, Bernward (1988). *Large technical systems: concept and issues*. En: Mayntz, Renate y Hughes, Thomas (eds.), *The development of large technical systems*. Westview Press, Colorado.
- Joerges, Bernward (1996). *Large technical systems and the discourse of complexity*. En: Lars Ingelstam (ed.), *Complex Technical Systems*. Swedish Council for Planning and Coordination Research, Affärs Litteratur, Stockholm.
- Joerges, Bernward (1999). *High variability discourse in the history and sociology of large technical systems*. En: Coutard, Olivier (ed.), *The Governance of Large Technical Systems*. Routledge, London.
- Juárez, Viviana y Mantobani, José María (2006). *La costa bonaerense: un territorio particular*. En: Isla, Federico Ignacio y Lasta, Carlos (eds.), *Manual de Manejo Costero para la Provincia de Buenos Aires*. EUEM, Mar del Plata.
- Karol, Jorge (2001). *Cliente mata ciudadano: en torno a la noción de ciudadanía urbana*. En: VI Congreso Internacional del CLAD sobre la Reforma del Estado y de la Administración Pública, Buenos Aires.
- Karol, Jorge (2002). *Tarifas sociales en servicios públicos privatizados: una discusión sobre ciudadanía urbana y financiamiento de los costos de inclusión social en Argentina*. En: VII Congreso Internacional del CLAD sobre Reforma del Estado y de la Administración Pública. Lisboa, Portugal.
- Kay, Cristóbal (1991). *Teorías latinoamericanas del desarrollo*. En: Nueva Sociedad, Nro. 113.
- Klitenik, Fabio; Mira, Pablo y Moldovan, Pablo (2009). *El Mercado Eléctrico Argentino. Nivel de Actividad. Nota técnica Nº 22*. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Buenos Aires.
- Knafou, Remy (1996). *Turismo é Território: por uma abordagem científica do turismo*. En: Rodrigues, Adyr (comp.), *Turismo e geografia: reflexões teóricas e enfoques regionais*. Ed. HUCITEC, São Paulo.
- Knittel, Christopher (1999). *The origins of state electricity regulation: revisiting an unsettled topic*. Department of Finance and Economic, Boston University.
- Kozulj, Roberto (2002). *Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustible*. Naciones Unidas, Santiago de Chile.
- Kozulj, Roberto (2005). *La crisis energética de la Argentina: orígenes y perspectivas*. En: Convocatoria de la Universidad Pública a la Sociedad Argentina el Plan Fénix en vísperas del Segundo Centenario. Una estrategia nacional de desarrollo con equidad, URL, <http://www.econ.uba.ar/planfenix/docnews/Energia/Kozulj.pdf>

- Landrein, Maximiliano (1998). *Evaluación de contratos de futuro y opciones eléctricos en Argentina*. Programa de Formación, Bolsa de Comercio, Buenos Aires.
- Lapeña, Jorge y Olmedo, Jorge (2004). *La crisis energética argentina. Análisis y propuestas*. Unión Cívica Radical, 4 de mayo, Buenos Aires.
- La Porte, Todd (1991). *Preface*. En: La Porte, Todd (ed.), *Social Response to Large Technical Systems. Control or Anticipation*. Kluwer Academics Publishers, Dordrecht.
- Lefebvre, Henri (1974). *La producción del espacio*. En: *Papers*, Revista de Sociología, Num. 3.
- Lefebvre, Henri (1976). *Espacio y política. El derecho a la ciudad, II*. Ediciones Península, Barcelona.
- Lenguitti, Armando y Cebreiro, Mario (2005). *La expansión del sistema de transporte de energía eléctrica. Alternativas regulatorias para superar las dificultades actuales*. ATEERA, Buenos Aires, URL: http://www.ateera.org.ar/trabajos_tecnicos.htm
- León, Efraim y Rosas Landa, Octavio (2006). *Geopolítica crítica de la civilización petrolera*. En: *Revista Sostenible*, Nº 8.
- Linares, Jorge Enrique (2008). *Ética y mundo tecnológico*. Universidad Autónoma de México-Fondo de Cultura Económica, México.
- Lipietz, Alan (1986). *Caracteres seculares y coyunturales de la intervención económica del Estado*. En: *Lecturas de Economía*, No. 21.
- Lipietz, Alan (1994). *El posfordismo y sus espacios. Las relaciones capital-trabajo en el mundo*. Serie de Seminarios Intensivos de Investigación, Documento de Trabajo Nº4. CONICET, Buenos Aires.
- Lorés Domingo, Carmen (2003). *Las actividades turísticas y sus repercusiones económicas, medioambientales y culturales*. En: *Desarrollo y Ruralidad. La realidad chilena y española en el umbral del siglo XXI*. Diputación Provincial de Huesca, Sección de Desarrollo y Comarcalización, Zaragoza.
- Luna, Félix (2002). *Luces argentinas: una historia de la electricidad en nuestro país*. EDESUR, Buenos Aires.
- Luxemburg, Rosa (1913). *La acumulación del capital*. Edicions Internacionals Sedov, URL: <http://grupgerminal.org/?q=system/files/LA+ACUMULACI%C3%93N+DEL+CAPITAL.pdf>
- Maldonado, Pedro y Palma, Rodrigo (2004). *Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur*. Naciones Unidas, Santiago de Chile.
- Mandel, Ernest (1983). *La teoría marxista de la crisis y la actual depresión económica*. Conferencia, Seminario "Marxismo crítico", Círculo político cultural PROTAGORA, Atenas, URL: <http://www.rcci.net/globalizacion/2003/fg360.htm>
- Mantero, Juan Carlos (2007). *Devenir turístico y desarrollo local. Urbanizaciones del litoral y nodalidades del interior*. FCEyS-UNMdP, Mar del Plata.
- Mantobani, José María (2004). *Más allá de la ciudad del actor y el sistema. Repensando el proceso de producción del espacio urbano a partir de los aportes de Norbert Elias*. Universidad Nacional de Mar del Plata, Mar del Plata.
- Mariano, Enrique (1999). *Planificación Energética*. En: Bertello, Luis (coord.), *Ambiente y Energía*. Vinciguerra, Buenos Aires.
- Marín, Juan Carlos (1996). *Conversaciones sobre el poder (una experiencia colectiva)*. Instituto Gino Germani, FCS-UBA, Buenos Aires.
- Martin, Anna (2001). *La crisis eléctrica que se avecina*. En: *VenEconomía Mensual*, Vol. 18, Núm. 9.

- Marx, Karl (1971a). *El Capital. Crítica de la Economía Política. Tomo I*. Fondo de Cultura Económica, México.
- Marx, Karl (1971b). *El Capital. Crítica de la Economía Política. Tomo II*. Fondo de Cultura Económica, México.
- Marx, Karl (1956). *Historia crítica de la teoría de la plusvalía. Tomo V*. Editorial Cártado, Buenos Aires.
- Massey, Doreen (2004). *Filosofía e Política da Espacialidade: algumas considerações*. En: GEOgraphia, Año 6, Nº 12.
- Mattelart, Armand (1995). *La invención de la comunicación*. Siglo XXI editores, México.
- Mayntz, Renate y Hughes, Thomas (1988). *Foreword*. En: Mayntz, Renate y Hughes, Thomas (eds.), *The development of large technical systems*. Westview Press, Colorado.
- Mayntz, Renate (2009). *The changing governance of large technical infrastructure systems*. En: Renate Mayntz (ed.), *Über Governance: Institutionen und Prozesse politischer Regelung*. Campus, Frankfurt am Main.
- Méndez, Ricardo y Molinero, Fernando (1998). *Espacios y sociedades. Introducción a la geografía regional del mundo*. Editorial Ariel, Barcelona.
- Menéndez Pérez, Emilio (2008). *Aspectos tecnológicos de la transición energética*. En: Revista Madri+d, Nº Extra 21.
- MdN (Municipalidad de Necochea) (2012). *Dimensión económica del turismo*. Secretaría de Política Económica y Finanzas Públicas, Municipalidad de Necochea, URL: <http://necochea.gov.ar/wp-content/uploads/INFORME-FINAL-DIMENSI%C3%93N-ECON%C3%93MICA-DEL-TURISMO-NECOCHEA-2012.pdf>
- MinPlan (Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios) (2008). *1816-2016 Argentina del Bicentenario. Plan Estratégico Territorial*. Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Buenos Aires.
- Molina, Julio César (2006). *La regulación de la distribución de electricidad. Actividad monopólica. Su regulación*. CEARE, Buenos Aires.
- Montamat, Daniel Gustavo (2007). *La energía argentina: otra víctima del desarrollo ausente*. Editorial El Ateneo, Buenos Aires.
- Montañez Gómez, Gustavo y Ovidio Delgado Mahecha (1998). *Espacio, territorio y región: conceptos básicos para un proyecto nacional*. En: Cuadernos de Geografía, Volumen VII, Número 1-2.
- Morbelli, Carlos y Wolanski, Raúl (1990). *La posprivatización de los servicios públicos*. En: Alta Gerencia, 361, Año II, Tomo III.
- MOSP (Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires) (2010). *Estudio integral de condiciones sustentables para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires. Propuesta Metodológica*, URL: <http://www.mosp.gba.gov.ar/subsecretarias/informacion/PropuestaMetodologica.pdf>
- Mumford, Lewis (1977). *Técnica y Civilización*. Alianza Editorial, Madrid.
- Murillo, María Victoria y Finchelstein, Diego (2004). *Privatización y poder de mercado: el caso de la generación eléctrica en la Argentina*. En: Desarrollo Económico, vol. 44, Nº 173.
- Murray, Iván (2009). *De l'Era del Desenvolupament a l'Era del Desenvolupament Sostenible*. Inédito.
- Musso, Pierre (1987). *Aux origins du concept moderne: corps et réseau dans la philosophie de Saint Simon*. En: Quaderni, nro. 3, Images et imaginaire des réseaux.

- Naciones Unidas (1987). Informe de la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, URL: <http://es.scribd.com/doc/105305734/ONU-Informe-Brundtland-Ago-1987-Informe-de-la-Comision-Mundial-sobre-Medio-Ambiente-y-Desarrollo#scribd>
- Naredo, José Manuel (1996). *La economía en evolución. Historia y perspectivas de las categorías básicas del pensamiento económico*. Siglo XXI editores, Madrid.
- Neffa, Julio (1998). *Modos de regulación, regímenes de acumulación y sus crisis en Argentina (1880-1996): una contribución a su estudio desde la teoría de la regulación*. EUDEBA, Buenos Aires.
- Neffa, Julio César (2010). *Modelos productivos y su impacto sobre la relación salarial. Reflexiones a partir del caso argentino. Segunda parte. La transición desde la Convertibilidad a la tasa de cambio real competitivo*. En: de la Garza Toledo, Enrique y Neffa, Julio César (comps.), Trabajo y modelos productivos en América Latina. Argentina, Brasil, Colombia, México y Venezuela luego de las crisis del modo de desarrollo neoliberal. CLACSO, Buenos Aires.
- Neffa, Julio César y Panigo, Demián (2010). *Modelos productivos y su impacto sobre la relación salarial. Reflexiones a partir del caso argentino. Primera parte*. En: de la Garza Toledo, Enrique y Neffa, Julio César (comps.), Trabajo y modelos productivos en América Latina. Argentina, Brasil, Colombia, México y Venezuela luego de las crisis del modo de desarrollo neoliberal. CLACSO, Buenos Aires.
- Newbery, David (1997). *La regulación del sector eléctrico: comentarios sobre algunos modelos alternativos*. En: ENRE (ed.), "Seminario Internacional sobre regulación y reestructuración del sector eléctrico". Ente Nacional Regulador de la Electricidad, Buenos Aires.
- Nicchi, Fernando Gabriel (2004). *Ampliaciones en infraestructura de transporte de energía eléctrica*. En: Petrotecnia, nro. de febrero.
- Nieto González, José Luis; Amate Fortes, Ignacio y Nieto González, Francisco Jesús (2000). *La estacionalidad de la demanda turística en Andalucía y Almería: análisis y comparativa*. En: I Congreso Internacional de Turismo y Mediterráneo, 8 al 11 de febrero, Almería-España.
- Nizovoy, Jorge y Fröhlich, Klaus (2011). *Sistemas eléctricos de potencia. La visión de CIGRE sobre desafíos y tendencias*. En: Petrotecnia, nro. de junio.
- Nye, David (2010). *When the lights went out. A history of blackouts in America*. The MIT Press, Cambridge.
- O'Brian, Robert (1964). *Máquinas*. URL: <http://www.librosmaravillosos.com>
- O'Connor James (2002). ¿Es posible el capitalismo sostenible? En: Alimonda, Héctor (comp.), Ecología Política. Naturaleza, sociedad y utopía. CLACSO, Buenos Aires.
- O'Connor, James (2003). *Desarrollo desigual y combinado y crisis ecológica*. En: Ambiente & Sociedade, Vol.VI, nº 2.
- Páez García, Armando (2006). *Para entender el Siglo XXI: el cenit de la producción petrolera, la paradoja ecológica y la rematerialización del mundo*. En: Scripta Nova, vol. X, no. 209.
- Páez García, Armando (2009). *Sostenibilidad urbana y transición energética: un desafío institucional*. Tesis Doctoral, URL: <http://habitat.aq.upm.es/suyte/oc.pdf>
- Parrochia, Daniel (1993). *Philosophie des réseaux*. Presses Universitaires de France, Paris.
- Parrochia, Daniel (2005). *Quelques aspects historiques de la notion de réseau*. En: Flux nº 62.
- Pearce, Douglas (1991). *Desarrollo turístico: su planificación y ubicación geográficas*. Editorial Trillas, México.

- Pesci, Rubén (2004). *¿Ciudad desparramada o ciudad dispersa? Sustentabilidad y desarrollo urbano*. En: Petrotecnia, octubre.
- Peet, Richard (2012). *Geografía contra el neoliberalismo*. Icaria, Barcelona.
- Pérez Arriaga, José Ignacio, Batlle, Carlos y Vázquez, Carlos (2006). *Los mercados eléctricos en Europa*. En: "Del monopolio al mercado. La Comisión Nacional de Energía: diez años en perspectiva". Comisión Nacional de Energía, Madrid.
- Picazo Casariego, Luis (2007). *El pico del petróleo, primera parte*, URL: <http://nosinmibici.com/2010/04/27/el-pico-del-petroleo-primera-parte/>
- Piccinini, Daniel (2011). *Matriz eléctrica y crisis energética en Argentina: sus alternativas y repercusiones ambientales y territoriales*. En: III Congreso de Geografía de Universidades Públicas, Santa Fe, 12 al 15 de octubre.
- Pírez, Pedro (2003). *El sistema político institucional (SPI) en el estudio del RUR*. En: Pírez, Pedro; Rosenfeld, Elías; Karol, Jorge y San Juan, Gustavo (autores), *El sistema urbano-regional de redes de servicios e infraestructura*. EDULP, La Plata.
- Pírez, Pedro (2009). *Las sombras de la luz. Distribución eléctrica, configuración urbana y pobreza en la región metropolitana de Buenos Aires*. EUDEBA, Buenos Aires.
- Pírez, Pedro y Gitelman, Natalia (2001). *Reflexiones a partir del apagón de febrero de 1999 en Buenos Aires*. En: Mundo Urbano, Nº 11.
- Pistonesi, Héctor (2000). *Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma*. Naciones Unidas, Santiago de Chile.
- Pistonesi, Héctor (2001). *Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina*. Naciones Unidas, Santiago de Chile.
- Porto-Gonçalves, Carlos Walter (2009). *De saberes y territorios: diversidad y emancipación a partir de la experiencia latinoamericana*. En: Polis. Volumen 8, número 22.
- Prado, Pedro (2010). *Planificación Energética. Energía Eólica: Posibilidades y Perspectivas*. Universidad Nacional de Mar del Plata, Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica, URL: <http://www.slideshare.net/TrazoLaser/planificacion-energetica>
- Prieto, Pedro (2010). *El declive del petróleo. Ante la coyuntura energética sólo cabe decrecer por devoción o por obligación*. En: Revista El Ecologista, nº 65.
- Prieto, Pedro (2011). *Una visión de la matriz energética mundial*. Conferencia pronunciada en el 7º Seminario Internacional, "¿Hacia dónde va la matriz energética en Chile y el mundo?", Fundación Copec-Universidad Católica, 9 de noviembre, Santiago de Chile.
- Quintanilla, Miguel Ángel (1998). *Técnica y cultura*. En: Teorema Vol XVII/3 Filosofía de la Tecnología.
- Quintanilla, Miguel Ángel (2005). *Tecnología: un enfoque filosófico y otros ensayos de filosofía de la tecnología*. Fondo de Cultura Económica, México.
- Rabassa, Mariano y Sitler, Juan Pablo (2014). *Sobre el cambio en el huso horario y la demanda de energía*. En: Foro sobre Cambio Climático y Comercio, URL: <http://www.ambienteycomercio.org/?p=3372>
- Rabinovich, Gerardo (2010). *Subsidios a la Energía y Tarifa Social en la Argentina*. En: Ciclo de Conferencia Argentina Energética IV: Tarifas y precios en la Argentina: en busca de un esquema equitativo, Buenos Aires, 2 de noviembre, URL: <http://web.iae.org.ar/argentina-energetica/>
- Raffestin, Claude (1993). *Por uma geografia do poder*. Ática, São Paulo.
- Rey, Francisco Carlos (2005). *Planeamiento energético. ¿Para qué sirve y cómo se hace?* En: Boletín Energético, año 8, num. 15.

- Riechmann, Jorge (2005). *¿Cómo cambiar hacia sociedades sostenibles? Reflexiones sobre biomimesis y autolimitación*. En: Isegoría 32, Madrid.
- Riechmann, Jorge (2009). *La crisis energética: algunas consideraciones políticas*. En: Economía industrial, Nº 371.
- Ríos Roca, Álvaro (2006). *Transición energética*. En: AmericaEconomica.com, Año VII, URL: <http://www.americaeconomica.com/portada/opiniones/octubre06/olade271006.htm>
- Robert, Pascal (1999). *Vers une déstabilisation des macro-systèmes techniques? Le travail des technologies de l'information et de la communication*. In: Flux nº 36-37.
- Rofman, Alejandro y Romero, Luis Alberto (1997). *Sistema socioeconómico y estructura regional en la Argentina*. Amorrortu editores, Buenos Aires.
- Romero, Carlos Adrián (1998). *Regulación e inversiones en el sector eléctrico argentino*. CEPAL y UADE, Buenos Aires.
- Romero, Cote y Barcia, José Vicente (2013). *Autoconsumo y soberanía energética. La ciudadanía frente al oligopolio de las grandes compañías eléctricas*. En: Revista El Ecologista, nº 76.
- Rosenfeld, Elías (2003). *El sistema de redes de infraestructura y servicios urbano regional (RUR)*. En: Pérez, Pedro; Rosenfeld, Elías; Karol, Jorge y San Juan, Gustavo (autores), El sistema urbano-regional de redes de servicios e infraestructura. EDULP, La Plata.
- Rosenfeld, Elías; Ravella, Olga; Discoli, Carlos; Ferreyro, Carlos; Czajkowsky, Jorge y San Juan, Gustavo (1990). *Problemas urbanos y energía en América Latina*. En: III Encuentro de Geógrafos de América Latina, Escuela de Geógrafos de la UAEM, Toluca, México.
- Rozas Balbotín, Patricio (2009). *Crisis económica y energética en América Latina: su impacto en las operadoras españolas*. CEPAL-Naciones Unidas, Santiago de Chile.
- Rühl, Cristof (2013). *La energía en 2012. Adaptarse a un mundo cambiante*. BP Statistical Review of World Energy Junio de 2013, URL: <http://bp.com/statisticalreview>
- Ruiz Hernández, Valeriano; Silva Pérez, Manuel y Lillo Bravo, Isidoro (2009). *La electricidad solar térmica, tan lejos, tan cerca*. Fundación Gas Natural, Barcelona.
- Sáenz de Miera, Gonzalo y Muñoz Rodríguez, Miguel Ángel (2009). *La eficiencia energética: análisis empírico y regulatorio*. Documento de Trabajo 37. Real Instituto Elcano, Madrid.
- Sagen, John Henrick (1997). *Experiencias comparadas de reestructuración y regulación del sector eléctrico*. En: ENRE (ed.), "Seminario Internacional sobre regulación y reestructuración del sector eléctrico". Ente Nacional Regulador de la Electricidad, Buenos Aires.
- Salama, Pierre (2002). *Argentina: "crónica de una crisis anunciada"*. En: Noticias de la regulación, Nº 42.
- Sánchez, Silvia (2003). *Tarifa social en servicios públicos privatizados. Su aplicación en servicios de electricidad en la Provincia de Buenos Aires y en el servicio de saneamiento en la Región Metropolitana de Buenos Aires*. En: Segundo Congreso Argentino de Administración Pública, Sociedad, Estado y Administración (AAEAP), Córdoba, URL: <http://www.aaeap.org.ar/ponencias2congreso.htm>
- Santos, Milton (1990). *Por una geografía nueva*. Espasa-Calpe, Madrid.
- Santos, Milton (1996). *De la totalidad al lugar*. Editorial Oikos-Tau, Barcelona.
- Santos, Milton (2000a). *La naturaleza del espacio. Técnica y tiempo. Razón y emoción*. Editorial Ariel, Barcelona.
- Santos, Milton (2000b). *El territorio: un agregado de espacios banales*. En: Boletín de Estudios Geográficos, Nº 96.

- Sarmiento, Héctor (1998). *Algunos aspectos internacionales sobre los mercados de energía y la desregulación del sector eléctrico*. En: Boletín IIE, septiembre-octubre.
- Schneider, Lucas (2008). *Las Políticas "Plus" del sector energético argentino*. CLICeT, Buenos Aires.
- Schorr, Martín (2005). *Modelo nacional industrial. Límites y posibilidades*. Capital intelectual, Buenos Aires.
- Sfez, Lucien (1994). *À propos de Grandeur et dépendance d'Alain Gras*. En: Quaderni, Nº 23, Printemps. Science(s) de la communication.
- Sfez, Lucien (2005). *Técnica e ideología: un juego de poder*. Siglo XXI, México.
- Simondon, Gilbert (2007). *El modo de existencia de los objetos técnicos*. Prometeo Libros, Buenos Aires.
- Smil, Vaclav (2004). *World History and Energy*. En: Encyclopedia of Energy, Volume 6, Elsevier.
- Smil, Vaclav (2010). *Energy transitions: history, requirements, prospects*. ABC-CLIO, California.
- Smith, Neil (2008). *Uneven Development: Nature, Capital, and the Production of Space*. University of Georgia Press, Athens-Georgia.
- Soja, Edward (1993). *Geografías pós-modernas: a reafirmação do espaço na teoria social crítica*. Jorge Zahar Ed., Rio de Janeiro.
- Soja, Edward (2008). *Postmetrópolis. Estudios críticos sobre las ciudades y las regiones*. Traficantes de sueños, Madrid.
- Stiglitz, Joseph (2005). *El consenso post-Consenso de Washington*. Instituto Argentino de Desarrollo Económico, URL: <http://www.iade.org.ar/uploads/c87bbfe5-cdb3-63b7.pdf>
- Strahan, David (2009). *El cenit del petróleo*, URL: <http://www.davidstrahan.com/blog>
- Sunkel, Osvaldo (1972). *Capitalismo transnacional y desintegración nacional en América Latina*. Ediciones Nueva Visión, Buenos Aires.
- Sunkel, Osvaldo y Paz, Pablo (1970). *El subdesarrollo latinoamericano y la Teoría del Desarrollo*. Siglo XXI editores, México.
- Sweezy, Paul (1973). *Teoría del desarrollo capitalista*. Fondo de Cultura Económica, México.
- Theodore, Nick; Peck, Jamie y Brenner, Neil (2009). *Urbanismo neoliberal: la ciudad y el imperio de los mercados*. En: Temas Sociales No. 66, Santiago de Chile.
- Thwaites Rey, Mabel (2003). *Presión de las compañías privatizadas. El fantasma de los juicios internacionales contra la Argentina*. En: Le Monde diplomatique, Nº 49, julio.
- Thomas, Steve (2003). *La privatización y el modelo británico*. En: Campos Aragón, Leticia (ed.), "El modelo británico en la industria eléctrica mexicana". Siglo XXI editores, México.
- Topalov, Christian (1979). *La urbanización capitalista. Algunos elementos para su análisis*. México, Edicol.
- Urrutia, Rosario y Andrade, Belisario (1991). *Impacto de la actividad de camping sobre unidades medioambientales sensibles en la zona costera entre Lolleo y Algarrobo: Chile Central*. En: Revista de Geografía Norte Grande, Nº 18.
- van der Vleuten, Erik (2004). *Introduction: Networking Technology, Networking Society, Networking Nature*. En: History and Technology, vol. 20, nro. 3.
- Varesi, Gastón (2012). *La configuración del modelo post-convertibilidad: políticas económicas y fracciones de clase en Argentina, 2002-2007*. Tesis de posgrado, UNLP-FaHCE, URL: <http://www.memoria.fahce.unlp.edu.ar/tesis/te.486/te.486.pdf>
- Veltz, Pierre (1999). *Mundialización, ciudades y territorios*. Editorial Ariel, Barcelona.

- Vitale, Mario (2013). *La situación tarifaria en el servicio público de electricidad prestado por Cooperativas Bonaerenses*. En: Identidad Cooperativa, Nº 78 (marzo-abril).
- Visintini, Alfredo y Bastos, Carlos (1987). *Hacia un nuevo plan eléctrico*. En: Desarrollo Económico, v. 27, Nº 107, octubre-diciembre.
- Wallerstein, Immanuel (1997). La reestructuración capitalista y el sistema-mundo. En: Congreso ALAS.
- Wallerstein, Immanuel (1998). *El tiempo del espacio y el espacio del tiempo: el futuro de la ciencia social*. En: Geografía política, vol. 12, nro. 1.
- Wallerstein, Immanuel (1999). *Impensar las ciencias sociales: límites de los paradigmas decimonónicos*. Siglo XXI editores, México.
- Walter, Jorge y Senen, Cecilia (1998). *Las privatizaciones en las telecomunicaciones en América Latina*. EUDEBA, Buenos Aires.
- Williams, James y Alhajji, A.F. (2003). *The coming energy crises?* En: *Oil & Gas Journal*, February 3.
- Winner, Langdon (1988). *Do artifacts have politics?* En: Winner, Langdon, *The Whale and the reactor. A search for limits in an Age of High Technology*. University of Chicago Press, Chicago.
- Yergin, Daniel (2013). *The Puzzle of Energy Transitions*. En: Energy Vision 2013. Energy Transitions: Past and Future, World Economic Forum.
- Zimmerman, Erich (1967). *Introducción a los recursos mundiales*. Editorial Oikos-tau, Barcelona.

Fuentes

- AGN (Auditoría General de la Nación) (2012). *Informe de Auditoría Energía Argentina S.A. ENARSA. Ampliación de la capacidad de energía eléctrica. Actuación Nº 81/2012 - AGN*, URL: http://www.agn.gov.ar/files/informes/2013_255info.pdf
- Ámbito (2012). *La costa a pleno: recibió 5 millones de turistas*, URL: <http://www.ambito.com/noticia.asp?id=622655>
- Aquino, Eduardo (2011). *Entrevista realizada el día 3 de marzo*. Jefe Técnico del Área Eléctrica de la Cooperativa de Pueblo Camet.
- BP (2013). *BP Statistical Review of World Energy June 2013*, URL: <http://www.bp.com/statisticalreview>
- Calleja, Gustavo (2008). *¿Cuál es la solución a los cortes?* (entrevista). En: Diario Página/12, 13 de enero de 2008.
- CAMMESA (2003). *Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina*, URL: <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- CAMMESA (2013). *Informe Anual 2012*, URL: <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- CAMMESA (2006-2013). *Boletines Semanales para Operadores del SADI* (varios números), URL: <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- CCA (Centrales de la Costa Atlántica) (2006). *Acta Acuerdo para la modernización del parque de generación de Centrales de la Costa Atlántica S.A.*, URL: <http://www.centralesdelacosta.com.ar/>
- CCA (Centrales de la Costa Atlántica) (2007, 2008, 2009, 2010). *Informes mensuales varios y datos estadísticos proporcionados por diversas gerencias*. Centrales de la Costa Atlántica S.A., La Plata.

- CCLP (Cooperativa Colonia Laguna de los Padres) (1967). *Acta de la Asamblea Constitutiva de la Cooperativa de Consumo de Electricidad y Servicios Anexos de la Laguna de los Padres Ltda.* Mar del Plata.
- CCLP (Cooperativa Colonia Laguna de los Padres) (2011). Entrevista grupal realizada el día 10 de marzo a personal administrativo y usuarios-socios presentes.
- CFEE (Consejo Federal de la Energía Eléctrica) (2004). *Revisión de la Priorización de Obras del Plan Federal de Transporte Eléctrico II 2004-2010*, URL: http://www.cfee.gov.ar/pdf_cfee/plan-federal-II.pdf
- CITAB (Centro de Investigaciones Territoriales y Ambientales Bonaerenses) (2012). *Población Total por sexo clasificada por partido y localidad, 1991-2001-2010*. Sitio del Banco de la Provincia de Buenos Aires (BAPRO), URL: <http://www.bapro.com.ar/citab>
- Clarín, Diario. *El club de los ganadores*. Buenos Aires, 22 de abril de 1997.
- Clarín, Diario. *Un informe oficial advierte sobre peligros de cortes de luz en verano*. Buenos Aires, 21 de octubre de 2003.
- CME (2006). *América Latina. Pobreza energética – Alternativas de alivio*. Consejo Mundial de la Energía, URL: <http://www.worldenergy.org/documents/urbanenpov2006es.pdf>
- Departamento de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires (DI-GBA) (2008). *Considerandos del Decreto Nº 1.422 (modernización del parque generador de Centrales de la Costa)*. Gobierno de la Provincia de Buenos Aires, La Plata.
- Desafío Económico, Revista. *Subsidios constantes, escasa energía*. 9 de agosto de 2010, URL: http://www.desafioeconomico.com/noticia_detalle_1.php?noticia_id=3815
- Díez García, José Alberto (2010). Entrevista realizada el día 13 de marzo. Subgerente de Producción de la Central Termoeléctrica 9 de Julio, Centrales de la Costa.
- EDEA (2006). *Estados contables al 30 de junio de 2006*, URL: <http://www.cnv.gov.ar/>
- EDEA (2008a). *EDEA. Una compañía para muchas generaciones*. Mar del Plata, Departamento de Relaciones Institucionales de EDEA S.A.
- EDEA (2008b). *Estados contables. Correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2008*, URL: <http://www.cnv.gov.ar/>
- EDEA (2013). *Estados contables. Correspondientes al período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013*, URL: <http://www.cnv.gov.ar/>
- EDEN (2013). *Memoria y estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012*, URL: <http://www.bolsar.com/Downloads.aspx?id=197472>
- El Eco, Diario. *Directivos de Centrales de la Costa S.A. presentaron las obras de ampliación energética de Villa Gesell*. Tandil, 31 de julio de 2013.
- ENARSA (2007). *Licitación pública nacional e internacional ENARSA Nº 002/2007*, URL: http://www.enarsa.com.ar/images/pdf/licitaciones/enarsa_generacion/licitacion_2007_02_pliegoetp_necocheaii.pdf
- ENRE (1994). *Informe Anual 1993/1994*, URL: [http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/93formeCompleto.pdf/\\$FILE/93formeCompleto.pdf](http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/93formeCompleto.pdf/$FILE/93formeCompleto.pdf)
- ENRE (1997). *Informe Anual 1996*, URL: <http://www.enre.gov.ar/>
- ENRE (1996). *Contrato de Concesión de Transba S.A.*, URL: <http://www.enre.gov.ar/>
- ENRE (1998). *El informe eléctrico. Cinco años de Regulación y Control. 1993 - Abril - 1998*, URL: [http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/InformeCincoanioscompleto.pdf/\\$FILE/InformeCincoanioscompleto.pdf](http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/InformeCincoanioscompleto.pdf/$FILE/InformeCincoanioscompleto.pdf)

- ENRE (2001). *Audiencia Pública sobre adecuación de la cuádruple terna de 132 KV Necochea-Tandil, Necochea-Miramar, Necochea-Mar del Plata, Necochea-Gonzales Chaves*, URL: <http://www.enre.gov.ar/web/BIBLIOTD.NSF/.../AP%2026042001.doc>
- ENRE (2002). *Informe Anual 2001*, URL: <http://www.enre.gov.ar/>
- ENRE (2003). *Informe Anual 2002*, URL: [http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/2002RME%20ENRE%202002.pdf/\\$FILE/2002RME%20ENRE%202002.pdf](http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/2002RME%20ENRE%202002.pdf/$FILE/2002RME%20ENRE%202002.pdf)
- ENRE (2010). *Acuerdo instrumental del Acta acuerdo, celebrado entre la SE, el ENRE y Transba S.A. ratificada por Decreto PEN Nº 1.460/2005 de fecha 21/12/2010*, URL: [http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/\(\\$IDWeb\)/4A7422AB32CDF8ED03257B7F00548958](http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/($IDWeb)/4A7422AB32CDF8ED03257B7F00548958)
- ENRE (2013). *Convenio de renovación del Acuerdo instrumental del Acta acuerdo, celebrado entre la Secretaría de Energía, el ENRE y Transba S.A. de fecha 20/05/2013*, URL: [http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/\(\\$IDWeb\)/E0B055F438A0295603257B7F0060A3EB](http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/($IDWeb)/E0B055F438A0295603257B7F0060A3EB)
- EOH (Encuesta de Ocupación Hotelera) (2012). *Ministerio de Turismo de la Nación e Instituto Nacional de Estadística y Censos*, URL: <http://www.desarrolloturistico.gob.ar>
- FREBA (Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires) (2005). *Memoria. Ejercicio Económico 2004*, URL: <http://www.freba.com.ar/archivos/Memoria/2004.pdf>
- FREBA (2006). *Memoria. Ejercicio Económico 2005*, URL: <http://www.freba.com.ar/archivos/Memoria/2005.pdf>
- FREBA (2007). *Memoria. Ejercicio Económico 2006*, URL: <http://www.freba.com.ar/archivos/Memoria/2006.pdf>
- FREBA (2009). *Memoria. Ejercicio Económico 2008*, URL: <http://www.freba.com.ar/archivos/Memoria/2008.pdf>
- Fundación para el Cambio (FpC) (2003). *La problemática de los sectores de electricidad y gas*. Fundación para el Cambio, Buenos Aires.
- Fundación para el Cambio (FpC) (2009). *Los subsidios en Argentina I. Marco general y sector energético*, Documento Nº 31, Buenos Aires, URL: <http://www.paraelcambio.org.ar/contenido/dtrabajo/2009-03-dt31-subsidios-en-argentina.pdf>
- FUNDELEC (2004). *Calidad del servicio eléctrico y riesgos de corte para el próximo semestre*, URL: <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0008.pdf>
- FUNDELEC (2005). *Evolución del servicio eléctrico argentino y sus consecuencias para el sistema por el período 2005-2007*, URL: <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0009.pdf>
- FUNDELEC (2007a). *El crecimiento del transporte eléctrico argentino*, URL: <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0016.pdf>
- FUNDELEC (2007b). *La calidad del servicio eléctrico argentino. Verano 2007*, URL: <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0018.pdf>
- FUNDELEC (2012). *El sistema eléctrico argentino. Informe especial 20 años. 1992-2011*. URL: <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0034.pdf>
- GBA (Gobierno de la Provincia de Buenos Aires) (2009). *Addenda complementaria del Acta Acuerdo para la modernización del parque de generación de Centrales de la Costa Atlántica S.A.*, URL: <http://www.gob.gba.gov.ar/legislacion/legislacion/09-2986.html>
- González, Juan Luis (2010). Entrevista realizada en abril de 2010. Responsable del Área Técnica del OCEBA, Delegación Mar del Plata.

- Guadagni, Alieto (1985). *Energía para el crecimiento*. Ediciones El Cronista Comercial, Buenos Aires.
- Guadagni, Alieto (2012). *Presente y futuro del gas en la Argentina*. Econométrica S.A economic reserch and forecasts, Buenos Aires.
- IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) (2014). *Las cifras del petróleo y del gas*. IAPG, Buenos Aires.
- IEA (2010a). *Key World Energy Statistics*. International Energy Agency, URL: <http://www.iea.org>
- IEA (2010b). *World Energy Outlook 2010*. International Energy Agency, URL: <http://www.iea.org>
- IEA (2013). *Key World Energy Statistics*. International Energy Agency, URL: <http://www.iea.org>
- IEA (2014). *Tracking Clean Energy Progress 2014*. International Energy Agency, URL: <http://www.iea.org>
- iEco (2013). *La era del crudo barato ya no volverá*. Buenos Aires, 1º de septiembre de 2013.
- INDEC (1947). *Cuarto Censo General de la Nación 1947*. INDEC, Buenos Aires.
- INDEC (1960). *Censo Nacional de Población 1960*. INDEC, Buenos Aires.
- INDEC (1970). *Censo Nacional de Población, Familias y Vivienda 1970*. INDEC, Buenos Aires.
- INDEC (1980). *Censo Nacional de Población y Vivienda 1980*. INDEC, Buenos Aires.
- INDEC (1991). *Censo Nacional de Población y Vivienda 1991*. INDEC, Buenos Aires.
- INDEC (2001). *Censo Nacional de Población, Hogares y Vivienda 2001*, URL: <http://www.indec.gov.ar>
- INDEC (2010). *Censo Nacional de Población, Hogares y Vivienda 2010*, URL: <http://www.indec.gov.ar>
- Infobae. *Copa Davis: primer estadio con energía eólica*, 23 de noviembre de 2008, URL: <http://www.infobae.com/2008/11/23/416480-copa-davis-primer-estadio-energia-eolica>
- JGM (Jefatura de Gabinete de Ministros) (2010). *Informe del Jefe de Gabinete de Ministros a la Honorable Cámara de Senadores de la Nación. Informe Nº 77. Anexos Justicia*, URL: http://tmp.igm.gov.ar/Paginas/InformeSenado/Informe%2077/Anexos%20Informe%20%2077/Anexos/Justicia/Anexo%20pregunta%2030%20inc%20e_Justicia.pdf
- Koppelaar, Rembrandt (2005). *World Oil Production & Peaking Outlook*. Peak Oil Netherlands Foundation, URL: http://www.peakoil.nl/wp-content/uploads/2006/09/asponl_2005_report.pdf
- Krakiwicz, Fernando (2013). *Los deseos y la realidad*. En: Diario Página12, 19 de diciembre.
- La Capital, Diario. *La Nación aportaría fondos para realizar la línea Abasto-Mar del Plata*. Mar del Plata, 7 de abril de 2006.
- La Capital, Diario. *El proyecto nació del lado de los laburantes*. Mar del Plata, 4 de octubre de 2006.
- La Capital, Diario. *EDEA recaudó 10 millones de pesos en multas*. Mar del Plata, 5 de junio de 2007.
- La Capital, Diario. *Dos empresas compiten por ejecutar las obras en la Central Eléctrica 9 de Julio*. Mar del Plata, 24 de abril de 2009.
- La Capital, Diario. *Mar del Plata podría tener horario distinto al resto de la provincia*. Mar del Plata, 3 de octubre de 2009.
- La Capital, Diario. *Fuerte inversión para infraestructura eléctrica*. Mar del Plata, 22 de agosto de 2013.

- La Capital, Diario. *Discrepancias en Mar del Plata por el estado de las instalaciones eléctricas para afrontar el calor*. Mar del Plata, 18 de diciembre de 2013.
- Laffan, Leandro (2010). Entrevista realizada el día 6 abril de 2010. Jefe de Departamento de Investigación y Desarrollo. Ente Municipal de Turismo-Mar del Plata.
- Lafrossia, Alfonso (2013). Entrevista realizada el día 6 de diciembre de 2013. Jefe de Oficina Técnica de la Cooperativa Eléctrica de Villa Gesell.
- La Nación, Diario. *El adelantamiento de la hora suma rechazos en el país*. Buenos Aires, 10 de octubre de 2008.
- Lenguitti, Armando (2003). *Las eléctricas dieron examen en Diputados sobre el riesgo de apagón*. En: Diario Página/12, edición del 29 de octubre.
- LyF (Sindicato Luz y Fuerza Mar del Plata) (2010). *Desarrollo de la Tarifa Social*, URL: <http://www.cta.org.ar/base/article15611.html>
- LyF (Sindicato Luz y Fuerza Mar del Plata) (2011). *Apagón total*. En: Revista Ocho de Octubre, Nº 280, Mar del Plata.
- Meza, Juan; Germain, Claudio y Rodríguez, Guillermo (2011). *Parques eólicos en Chile*. Centro de Formación Técnica del Medio Ambiente (IDMA).
- MI-GBA (Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires) (2008). *Buenos Aires invertirá U\$S 200 millones en obras energéticas para la costa atlántica*. Gacetilla de Prensa del Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires, URL: http://www.mosp.gba.gov.ar/gacetilla/2008_gacetillas/2008_notas/inversión_costa/inversion_costa.htm
- MI-GBA (Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires) (2012). *Resolución Nº 169, Considerandos*. Gobierno de la Provincia de Buenos Aires, La Plata.
- MR Consultores (2008). *Estudio de pérdidas en compañías de distribución de electricidad en Argentina*. International Cooper Association, Ltda., URL: http://procobre.net/archivos/pdf/perdidas_electricas/en_las_companias_de_electricidad_argentina.pdf
- Nitardi, Eduardo (2009). *La red eléctrica argentina y sus posibilidades técnicas*. En: WindAR, Buenos Aires, 17 de noviembre, URL: http://windar.com.ar/wp-content/uploads/10_Nitardi_Transener.pdf
- NuestroMar. *El viento es óptimo para instalar el parque eólico en el Campo Cipriano*. Fundación Nuestro Mar, 4 de mayo de 2009, URL: <http://www.nuestromar.org>
- OCEBA (1997). *Contratos de Concesión Provincial y Municipal. SubAnexo D*, URL: <http://www.oceba.gba.gov.ar/Paginas/concesiones/contratos.php>
- Ocho de Octubre, Revista. *Llega el verano y llegan los cortes*. Mar del Plata, 1º de noviembre de 2004.
- Ocho de Octubre, Revista. *La concreción de una lucha histórica*. Mar del Plata, 9 de Octubre de 2006.
- Ocho de Octubre, Revista. *El apagón encendió las radios*. Mar del Plata, 24 de mayo de 2011.
- Ocho de Octubre, Revista. *Esta no es la repotenciación que se necesita*. Mar del Plata, 14 de marzo de 2012.
- OSMGP (Obras Sanitarias de la Municipalidad de General Pueyrredón) (2011). Proyecto de Gestión Sustentable Parque Eólico I Etapa, URL: http://www.osmgrp.gov.ar/web001/documentos/pdf/Merida_%20jornada_EDEA.pdf
- Otero, Roberto José (2013). Entrevista realizada el 13 de diciembre. Presidente de la Cooperativa de Agua y Luz de Pinamar (CALP).

- Parisi, Horacio e Insogna, José (2011). *Estadística de desconexión de transformadores de potencia*. En: V Congreso Internacional Trabajos con tensión y seguridad en transmisión y distribución de energía eléctrica y mantenimiento sin tensión de instalaciones de AT, Ciudad de Salta-Argentina, 30 de agosto al 2 de septiembre.
- Petroquímica, Revista (2011). *Empiezan las obras para construir el mayor parque eólico de Necochea*, 1º de noviembre, URL: <http://revistapetroquimica.com>
- PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo) (2008). *Informe sobre Desarrollo Humano 2007-2008. La lucha contra el cambio climático: Solidaridad frente a un mundo dividido*, URL: http://hdr.undp.org/en/media/HDR_20072008_SP_Complete.pdf
- Prado, Pedro (2012). Entrevista realizada en el mes de junio. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, UNMDP.
- Red Belgrano (2011). Primera Jornada sobre Ciencia y Tecnología del Sudeste Bonaerense. Gacetilla de Prensa, Mar del Plata.
- Rocca, Gabriel (2013). *La Argentina nuclear. Un desafío tecnológico nacional*, URL: <http://noticias.exactas.uba.ar/carem-energia-nuclear-atmica-calzetta-cnea>
- SCP-GBA (Secretaría de Comunicación Pública del Gobierno de la Provincia de Buenos Aires) (2010). *Importante repotenciación energética para Villa Gesell*, URL: <http://www.prensa.gba.gov.ar/nota.php?idnoticia=10014>
- SE (Secretaría de Energía) (1995, 1996a, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001a, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006a, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013). *Informe Estadístico del Sector Eléctrico*, URL: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2599>
- SE (Secretaría de Energía) (2008b). *Cambio de Huso Horario. Evaluación Global Impacto Enero-Febrero de 2008*, URL: <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2906>
- Secretaría de Energía (1996b). *Informe Sector Eléctrico 1991-1995*, URL: <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3582>
- Secretaría de Energía (2001b). *Informe Sector Eléctrico 1996-2000*, URL: http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/mercado_electrico/informeselectrica/QUI9600.PDF
- Secretaría de Energía (2003). *Impuestos y subsidios sobre las tarifas eléctricas a usuario final*. Secretaría de Energía, Buenos Aires.
- Secretaría de Energía (2006b). *Informe Sector Eléctrico 2001-2005*, URL: <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2599>
- Secretaría de Energía (2011b). *Informe Sector Eléctrico 2006-2011*, URL: <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3728>
- Stábile, Fernando Gabriel (2011). *Evolución del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino. Impacto de los subsidios en la gestión y en los resultados*. Tesis de Maestría, URL: http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/21131/Documento_completo_.pdf?sequence=1
- Suárez, Carlos (2011). Entrevista realizada el 12 de mayo. Gerencia de Comercialización y Despacho de Centrales de la Costa Atlántica S.A.
- Transba (2013). *Estados contables especiales al 30 de junio de 2013. Presentados en forma comparativa*, URL: <http://www.bolsar.com/Downloads.aspx?Id=207641>
- Transition Training (2009). *Pico del Petróleo*, URL: <http://movimientotransicion.pbworks.com/f/ES+-+Pico+del+Petróleo.ppt>
- Ucin, Francisco Ramón (2005). *Régimen Jurídico y Económico de la Energía Eléctrica en la Provincia de Buenos Aires*. En: Ciencias Administrativas, Año X, núm. 24.

- Sección 1.01 UNIREN (2004). *Informe de Grado de Cumplimiento de los Contratos de Distribución y Transporte de Energía Eléctrica de Jurisdicción Nacional*, URL: http://www.uniren.gov.ar/energia_electrica/inf_cumplim_contratos_elect.pdf
- Sección 1.02 UNIREN (2005a). *Acta Acuerdo sobre la Adecuación del Contrato de Concesión del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires*, URL: http://www.uniren.gov.ar/audiencias_publicas/aa_transba_00.pdf
- UNIREN (2005b). *Informe de Justificación de la Carta de Entendimiento UNIREN – Transba S.A. Equipo Técnico de Energía, UNIREN*, URL: <http://www.uniren.gov.ar/>
- Vásquez, Leonardo (2010). *Entrevista realizada el 12 de septiembre*. Jefe Técnico de la Cooperativa Eléctrica de Mar del Plata.
- Vitale, Mario (2012). *La problemática en la prestación cooperativa del servicio eléctrico en la provincia de Buenos Aires (Documento de Debate)*. En: Congreso Argentino de las Cooperativas CAC 2012, Rosario, 6 de septiembre.
- Vivienda, Revista (1971). *La energía más cara es la que no se produce*. Número de febrero, Buenos Aires.
- WEC (World Energy Council) (2013). *World Energy Resources: Oil*, URL: <http://worldenergy.org>
- WESS (2011). *World Economic and Social Survey 2011. The Great Green Technological Transformation*. United Nations publication, New York.
- Zárate, Axel (2009). *Entrevista realizada el 9 de septiembre*. Secretario Adjunto del Sindicato Luz y Fuerza.

Normativa

Decretos Nacionales Nº: 1501/93 (privatización de Transener), 311/02 (creación de la UNIREN), 1.693/08 (cambio horario) y 1.705/08 (excepción cambio horario).

Decretos Provinciales Nº: 106/97 (constitución de unidades de negocios de la ex-Eseba), 2.261/97 (adjudicación de Central Piedra Buena), 2.942/00 (traspaso de CCA), 1.522/00 (TEIS), 765/02 (TEIS), 1.175/02 (Comisión de Crisis), 2.088/02 (calidad de los servicios públicos), 3.192/06 (aprobación de Addenda de Adecuación contractual de EDEA) y 1.578/08 (inicio de Revisión Tarifaria Integral).

Leyes Nacionales Nº: 23.681/89 (Fondo Provincial de Santa Cruz), 24.065/91 (Régimen de la Energía Eléctrica), 25.561/02 (Ley de Emergencia y de Reforma del Régimen Cambiario), 26.190/06 (fomento a las energías renovables) y 26.350 (cambio horario).

Leyes Provinciales Nº: 7.290/67 (Fondo de Desarrollo Eléctrico), 9.038/78 (Fondo Especial de Grandes Obras Eléctricas Provinciales), 10.904/90 (constitución de la ESEBA), 11.769/96 (Régimen de la Energía Eléctrica), 11.771/96 (privatización de ESEBA), 12.698/01 (TEIS), 12.727/02 (prohibición de ajustes e indexación de tarifas), 12.858/02 (adecuación del régimen de servicios públicos), 13.173/04 (modificatoria del marco regulatorio eléctrico) y 13.713/07 (exención de pagos CCA).

Resoluciones provinciales Nº: 17/00 (TEIS), 316/04 (actualización Plan de Obras FREBA), 16/05 (Sobrecosto por Generación Local), 281/05 (aprobación del PUREE), 489/04 (solicitud de modelo económico a distribuidoras provinciales), 420/07 (contratación generación distribuida), 565/08 (ratificación Res. Nº 420/07), 61/09 (régimen de inversiones de distribuidoras provinciales) y 187/12 (remantes del PUREE).

Resoluciones nacionales Nº: 327/08 (adecuación tarifaria de Transba) y 700/11 (incorporación de nuevas obras en el Plan Federal de Transporte Eléctrico).

Sitios de Internet

ADEERA (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina, URL: <http://www.adeera.com.ar/>)
AAEE (Asociación Argentina de Energía Eólica), URL: <http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/index.php>
ASPO *International* (*Association for the study of Peak Oil&Gas*), URL: <http://www.peakoil.net/>
Ceepys (Centro de Estudios de Energía, Política y Sociedad), URL: <http://ceepys.org/>
CCA (Centrales de la Costa Atlántica), URL: <http://www.centralesdelacosta.com.ar/>
CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe), URL: <http://www.eclac.cl/>
CFEE (Consejo Federal de la Energía Eléctrica), URL: <http://www.cfee.gov.ar/>
CTA (Central de Trabajadores de la Argentina), URL: <http://www.cta.org.ar/>
CTS (Revista Iberoamericana de Ciencia, Tecnología y Sociedad), URL: <http://www.revistacts.net/>
DAE (Derecho a la Energía SOS Futur), URL: <http://www.droitalenergie.org/?lang=es>
ENARSA (Energía Argentina S.A.), URL: <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/>
ENEL (*Ente Nazionale per l' Energie Elettrica Societa per Azioni*), URL: <http://www.enel.it>
ENDESA, URL: <http://www.endesa.es>
ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad), URL: <http://www.enre.gov.ar/>
IEA (Agencia Internacional de la Energía), URL: <http://www.iea.org/>
INDEC (Instituto Nacional de Estadística y Censos), URL: <http://www.indec.gov.ar>
FREBA (Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires), URL: <http://www.freba.com.ar/>
Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, URL: <http://www.minplan.gob.ar/>
MGP (Municipalidad de General Pueyrredón), URL: <http://www.mardelplata.gob.ar/>
OCEBA (Organismo de Control de la Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires), URL: <http://www.oceba.gba.gov.ar>
OPDE (Opde Group), URL: <http://www.opde.net/bin/plantas15.php>
PROINGED (Programa Provincial de Incentivos para la Generación de Energía Distribuida), URL: <http://www.proinged.org.ar/index.html>
REDES (Revista de Estudios Sociales de la Ciencia), URL: <http://iesct.unq.edu.ar/index.php/es/publicaciones/revista-redes>
SE (Secretaría de Energía de la Nación), URL: <http://www.energia.gov.ar/home/>
The Last Oil Shock, URL: <http://www.lastoilshock.com/map.html>
Transba, URL: <http://www.transba.com.ar>
Transener, URL: <http://www.transener.com.ar/>
Transnationale, URL: <http://es.transnationale.org/>
WWEA (*World Wind Energy Association*), URL: <http://www.wwindea.org/>

Material audiovisual

Petróleo, el fin de una era. SUNSET Presse, 2005.